Deutscher Bundestag **Drucksache 18/8832**

18. Wahlperiode 20.06.2016

Gesetzentwurf

der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien
(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016)

A. Problem und Ziel

Als zentraler Baustein der Energiewende soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von derzeit rund 33 Prozent auf 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 und auf 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 steigen. 2050 soll der Anteil bei mindestens 80 Prozent liegen. Die erneuerbaren Energien übernehmen daher langfristig die zentrale Rolle in der Stromerzeugung. Dies erfordert eine Transformation des gesamten Energieversorgungssystems: Einerseits müssen sich die Strommärkte auf diesen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien einstellen; hierfür hat die Bundesregierung am 4. November 2015 den Entwurf des Strommarktgesetzes[1] beschlossen. Andererseits müssen die erneuerbaren Energien immer stärker in die Strommärkte und in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden.

Zu diesem Zweck sind die erneuerbaren Energien durch die Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in den vergangenen Jahren schrittweise in die Direktvermarktung und damit an den Markt herangeführt worden. Mit dem EEG 2014 wurde als nächster Schritt beschlossen, das Fördersystem auf Ausschreibungen umzustellen. Durch diesen Schritt, der mit dem vorliegenden Gesetz umgesetzt wird, sollen die Zahlungen, die die erneuerbaren Energien für den Betrieb ihrer Anlagen benötigen, wettbewerblich ermittelt werden. Dies ermöglicht zugleich eine bessere Steuerung des Ausbaus und eine Abstimmung mit der Netzausbauplanung, verbessert die Planungssicherheit für die anderen Akteure der Stromwirtschaft und entspricht dem Ansatz der Europäischen Kommission für eine marktnähere Förderung der erneuerbaren Energien.

B. Lösung

Durch dieses Gesetz wird das EEG auf Ausschreibungen umgestellt: Künftig wird der in EEG-Anlagen erzeugte Strom grundsätzlich nur noch bezahlt, wenn die Anlagen erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben. Zu diesem Zweck wird die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Zahlungen für Strom aus neuen

[1] Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BR-Drucks. 542/15.

Anlagen regelmäßig ausschreiben. Dabei werden die Ausschreibungsvolumen so bemessen, dass der Ausbaukorridor (40 bis 45 Prozent Anteil an erneuerbaren Energien im Jahr 2025) eingehalten wird.

Um die Bürokratiekosten möglichst gering zu halten, werden grundsätzlich Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 750 Kilowatt (kW) von den Ausschreibungen ausgenommen und daher nach dem bisherigen System vergütet. Außerdem werden die Technologien ausgenommen, bei denen aufgrund der im Frühjahr 2015 durchgeführten Marktanalysen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)[2] die Wettbewerbssituation als zu gering eingeschätzt worden ist, um Ausschreibungen sinnvoll durchzuführen. Dies betrifft grundsätzlich Wasserkraft-, Geothermie-, Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen.

Durch dieses Gesetz werden somit Ausschreibungen für Biomasseanlagen (ab einer installierten Leistung von mehr als 150 kW), für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (jeweils ab einer Leistung von mehr als 750 kW) sowie für Windenergieanlagen auf See eingeführt. Dies sind die Volumenträger für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Infolge dessen werden künftig mehr als 80 Prozent der erzeugten Strommenge aus neuen Anlagen wettbewerblich durch Ausschreibungen ermittelt. Dabei wurde das Ausschreibungsdesign für die einzelnen Technologien jeweils an die individuellen Marktbedingungen angepasst:

– Für Solaranlagen wird die Anfang 2015 gestartete Pilot-Ausschreibung für Freiflächenanlagen fortentwickelt und auf weitere Flächen (z. B. Abfalldeponien) und auf große Dachanlagen erweitert. Daher wird das Ausschreibungsvolumen auf 600 MW pro Jahr erhöht. Im Übrigen wird die Flächenkulisse für Freiflächenanlagen zwar nicht erweitert; die Länder werden jedoch ermächtigt, weitere Flächen in die Ausschreibungen einzubeziehen (Länderöffnungsklausel). Diese Maßnahmen erfolgen durch eine Änderung des EEG 2014 (Artikel 1). Die Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) wird aufgehoben. Alle Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW müssen nicht an Ausschreibungen teilnehmen; ihr anzulegender Wert wird wie bisher gesetzlich bestimmt.

– Für Windenergieanlagen an Land mit Ausnahme von Prototypen und Anlagen bis 750 kW werden Ausschreibungen eingeführt. Teilnehmen können alle Anlagen, die über eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz verfügen. Geboten wird auf einen Vergütungssatz auf Basis eines einstufigen Referenzertragsmodells. Dieses fortentwickelte Modell trägt zu einem bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen bei. Es greift damit ein wichtiges Anliegen des Bundesrates[3] auf. Das Ausschreibungsvolumen beträgt zunächst 2 800 MW brutto und steigt ab 2020 auf 2 900 MW (brutto); dies sichert somit einen steten und planbaren Ausbau. Dies wird ebenfalls im EEG umgesetzt (Artikel 1).

– Für Windenergieanlagen auf See werden ebenfalls Ausschreibungen eingeführt. Um ausreichenden Wettbewerb sicherzustellen, werden die Flächen für künftige Offshore-Windparks im sog. zentralen Modell staatlich voruntersucht. Zugleich werden Flächenplanung und Raumordnung, Anlagengenehmigung, EEG-Förderung und Netzanbindung besser und kosteneffizienter miteinander verzahnt. Zu diesem Zweck wird die gesamte Regelungsmaterie in einem Gesetz zusammengeführt (Windenergie-auf-See-Gesetz, Artikel 2). Dieser Systemwechsel wird erst für Inbetriebnahmen von Windenergieanlagen auf See ab 2025 wirksam; dies trägt den langen Vorlaufzeiten für

---

[2] Die Marktanalysen sind abrufbar im Internet unter: http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-2014.html

[3] Beschluss des Bundesrates vom 27.11.2015, BR-Drucks. 511/15, Ziffern 2 und 3.

den Bau von Windparks und Netzanbindungen Rechnung. Die Festlegung auf das zentrale Modell erfolgt zum jetzigen Zeitpunkt, um der Branche frühzeitig Planungssicherheit zu gewähren und einen „Fadenriss“, d. h. die abrupte Unterbrechung des Ausbaus der Windenergie auf See, bei dieser noch jungen Technologie zu verhindern. Für die Übergangszeit wird der jährliche Ausbau durch Ausschreibungen gesteuert, an denen bereits geplante und genehmigte Windparks teilnehmen können. Zu diesem Zweck werden für die Jahre 2021 bis 2024 zwei Ausschreibungsrunden durchgeführt. Im Interesse eines kontinuierlichen Zubaus ist das jährliche Ausschreibungsvolumen in dem gesamten Zeitraum 2021 bis 2030 mit 730 MW jeweils gleich hoch. Dies greift wichtige Punkte aus dem „Wismarer Appell“[4] der Küstenländer auf. Schließlich wird im weiteren Verfahren zu diesem Gesetz geprüft, wie der Ausbau der Windenergie auf See kurzfristig mit der Netzanbindung und dem Netzausbau an Land besser synchronisiert wird. Dies betrifft die Übergangsphase bis zum Beginn des zentralen Modells. Auch in dieser Zeit soll erreicht werden, dass der auf See erzeugte Strom bis an Land und weiter zum Verbraucher transportiert wird.

– Für Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW werden ebenfalls – auch auf Empfehlung des Bundesrates[5] – Ausschreibungen eingeführt. Das Ausschreibungssystem soll neben Neuanlagen insbesondere effizienten bestehenden Biomasseanlagen eine wirtschaftliche Anschlussperspektive bieten: In dem Zeitraum bis 2024 läuft für insgesamt ungefähr 500 MW Biogasanlagen die bisherige Förderung aus. Daher wird das Ausschreibungsvolumen so festgesetzt, das rechnerisch den bestehenden Biogasanlagen mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf eine faire Teilnahmechance und zugleich einen Zubau von Neuanlagen ermöglicht. An den Ausschreibungen können auch Anlagen für feste Biomasse teilnehmen. Ausgenommen werden jedoch wegen der ordnungsrechtlichen Verwertungspflicht Altholzanlagen. Für bestehende Schwarzlaugeanlagen wird der 20jährige Vergütungszeitraum einmalig um zehn Jahre verlängert, wobei diese Anschlussvergütung mit einer Degression verbunden ist. Anders als bei den anderen Technologien liegt die De-minimis-Grenze für Ausschreibungen bei Biomasseanlagen bei 150 kW.

Neben diesen technologiespezifischen Besonderheiten ist das Ausschreibungsdesign durch drei weitere übergreifende Themen geprägt:

– Die Ausschreibungen sollen nicht zu einer Verschärfung der bestehenden Netzprobleme beitragen: Gegenwärtig werden Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere Windenergieanlagen, wegen Engpässen vor allem im Übertragungsnetz in steigendem Umfang in Norddeutschland abgeregelt, weil der Strom nicht vor Ort verbraucht und nicht zu den großen Verbrauchszentren im Süden abtransportiert werden kann. Zu diesem Zweck wird im Energiewirtschaftsgesetz (Artikel 6) eine Regelung eingeführt, damit diese Strommengen künftig nicht mehr abgeregelt, sondern vor Ort als zuschaltbare Lasten zur Wärmeerzeugung genutzt werden können; dies entspricht auch einer Forderung des Bundesrates.[6] Zum anderen sollen in den Ausschreibungen die Zuschläge für neue Windenergieanlagen in diesem Netzausbaugebiet vorübergehend mengenmäßig begrenzt werden, um die Netzengpässe nicht zu verschärfen. Daher wird auch in § 1 EEG 2016 klargestellt, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien netzverträglich

---

[4] „Wismarer Appell“ zum Norddeutschen Windenergiegipfel am 25.1.2016.

[5] Beschluss des Bundesrates vom 18.12.2015, BR-Drucks. 555/15 (B).

[6] Beschluss des Bundesrates vom 18.12.2015, BR-Drucks. 542/15 (B), Ziffer 13.

erfolgen soll. Ungeachtet dessen wird die Bundesregierung alles Erforderliche unternehmen, damit der dringend benötigte Netzausbau weiter beschleunigt umgesetzt wird.

– Die Ausschreibungen sollen ferner nicht das hohe Maß der Akteursvielfalt gefährden: Der Ausbau der erneuerbaren Energien basiert maßgeblich auf dem Engagement einer Vielzahl verschiedener Personen, Unternehmen und Verbände; dies umfasst auch sehr viele Bürgerenergiegesellschaften. Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll die hohe Akteursvielfalt gewahrt bleiben. Diesem Zweck dient die Bagatellgrenze von grundsätzlich 750 kW. Darüber hinaus wurde ein einfaches und transparentes Ausschreibungsdesign gewählt, das auf die Herausforderungen kleinerer Akteure zugeschnitten ist. Bei Windenergie an Land erhalten Bürgerenergiegesellschaften außerdem gezielte Erleichterungen. Diese Akteure können schwerer als andere Akteure mit dem Risiko umgehen, zunächst die Kosten für die Vorentwicklung zu tragen, aber später keinen Zuschlag zu erhalten. Deshalb können diese Akteure zukünftig bereits zu einem früheren Zeitpunkt und nur mit einer – geringeren – finanziellen Sicherheit an den Ausschreibungen teilnehmen. Parallel hierzu wird die Bundesregierung spezielle Beratungs- und Unterstützungsangebote für kleine Akteure initiieren. Auch wird die Bundesregierung die Auswirkungen des Systemwechsels auf die Akteursvielfalt regelmäßig evaluieren und im EEG-Erfahrungsbericht hierüber berichten.
– Die Ausschreibungen sollen schließlich im Umfang von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung für die Teilnahme von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten geöffnet werden, um die europäische Zusammenarbeit bei der Umsetzung der Energiewende weiter zu stärken und die Integration der erneuerbaren Energien in den europäischen Binnenmarkt voranzutreiben.

Jenseits des Systemwechsels zu Ausschreibungen werden nur punktuelle Änderungen gegenüber dem EEG 2014 vorgenommen. So wird z. B. die Möglichkeit für eine regionale Grünstromkennzeichnung eingeführt. Dies entspricht einer Empfehlung des Bundesrates, der festgestellt hat, dass regionale und lokale Vermarktungsmodelle die Entwicklung und Akzeptanz der Energiewende vor Ort fördern.[7] Die Bundesregierung wird darüber hinaus das Thema regionale Akzeptanz evaluieren und ggf. weitere Vorschläge erarbeiten.

Außerdem wird die Bundesregierung in der Besonderen Ausgleichsregelung im weiteren Verfahren eine EU-rechtskonforme Regelung vorlegen, nach der Unternehmen, die einer Branche der Liste 1 des Anhangs 4 des EEG 2014 angehören und die aufgrund der Anhebung der Stromkostenintensität von 14 auf 17 Prozent aus der Befreiung der EEG-Umlage herausfallen, in Zukunft mit Unternehmen der Liste 2 dauerhaft gleichgestellt werden (20 Prozent der EEG-Umlage). Im Falle EU-rechtlicher Vorbehalte seitens der EU-Kommission wird die Bundesregierung einen Alternativvorschlag für eine Härtefallregelung vorlegen, die die angestrebte Entlastungswirkung für die betroffenen Unternehmen sicherstellt.

C. Alternativen

Keine. Die Umstellung des Förderregimes für erneuerbare Energien auf Ausschreibungen wurde mit dem EEG 2014 beschlossen. Das konkrete Ausschreibungsdesign wurde in einer Vielzahl von Fachgesprächen sowie Sitzungen der Plattform Strommarkt gemeinsam mit den Akteuren entwickelt und diskutiert. Es

[7] Beschluss des Bundesrates vom 16.10.2015, BR-Drucks. 408/15 (B).

wurde vom BMWi in einer Öffentlichkeitsbeteiligung umfassend konsultiert.[8] Ferner baut das Ausschreibungsdesign auf der Pilot-Ausschreibung für Freiflächenanlagen auf, die seit Anfang 2015 durchgeführt wird. Die Erfahrungen aus diesem Piloten sind evaluiert[9] und konsequent in diesem Gesetz aufgegriffen und umgesetzt worden.

Darüber hinaus entspricht die Umstellung auf Ausschreibungen den Vorgaben der Europäischen Kommission aus ihren Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien.[10] Die darin enthaltene Bagatellgrenze von 1 MW wird leicht nach unten angepasst, um mehr Anlagen in die Ausschreibungen zu integrieren. Weitere Ausnahmen aus den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien werden – anders als etwa vom Bundesrat[11] empfohlen – nicht übernommen, weil sie den Anlagenmarkt segmentieren, den Wettbewerb verringern und zu volkswirtschaftlich ineffizienten Lösungen führen würden.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Unmittelbare Kosten können sich für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) nur ergeben, weil sich die EEG-Umlage auf die Höhe ihres Strompreises auswirkt. Die entsprechenden Kosten werden unter F dargestellt.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Das Gesetz hat keine Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch die Ausweitung der Ausschreibungen auf Windenergieanlagen an Land und auf See, Biomasseanlagen und große Solaranlagen, die keine Freiflächenanlagen sind, erhöht sich der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft um rund 24 Millionen Euro.

Die zusätzliche jährliche Belastung der Wirtschaft durch Informationspflichten liegt bei unter 3 000 Euro und ist bereits in dem ermittelten Erfüllungsaufwand enthalten.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Das Gesetz erhöht den Erfüllungsaufwand der Verwaltung des Bundes um rund 22 Millionen Euro. Länder und Kommunen sind nicht betroffen.

Der Erfüllungsaufwand des Bundes wird erhöht, weil und soweit die Ausschreibungen durch Bundesbehörden vollzogen werden. Dies betrifft die BNetzA und

---

[8] Die Eckpunkte des Ausschreibungsdesigns wurden im Herbst 2015 konsultiert. Die Eckpunkte und die eingereichten Stellungnahmen von Ländern und Verbänden sind im Internet abrufbar unter: Das Instrument zur regionalen Grünstromkennzeichnung wurde gesondert Anfang 2016 konsultiert; siehe hierzu im Internet unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/regionale-gruenstromkennzeichnung-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf

[9] BT-Drucks. 18/7287.

[10] ABl. 2014/C 200/01.

[11] Beschluss des Bundesrates vom 6.11.2015, BR-Drucks. 458/15 (B).

das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) für die Ausschreibungen im Allgemeinen und bei den Ausschreibungen für die Windenergie auf See für die Flächenentwicklungsplanung und die staatliche Voruntersuchung der Flächen.

Die jährlichen Kosten der BNetzA für die Ausschreibungen für Solaranlagen, Windenergieanlagen an Land und Biomasseanlagen wurden wie folgt abgeschätzt: Personalkosten von rund 944 049 Euro, pauschale Sachmittelkosten von 237 720 Euro und Gemeinkosten von 325 363 Euro. Im Gegenzug entfallen künftig durch die Ablösung der FFAV Verwaltungskosten in Höhe von insgesamt 713 441 Euro. In Summe entstehen damit zusätzliche Kosten in Höhe von 822 859 Euro. Die Kosten sollen durch Gebühren finanziert werden. Sämtlicher Verwaltungsaufwand der FFAV wird in diese Verwaltungsaufwandskalkulation überführt. Daraus ergibt sich ein Personalmehrbedarf von 1,1 Stellen im höheren Dienst, 3,5 Stellen im gehobenen Dienst und 3,5 Stellen im mittleren Dienst.

Die Kosten der BNetzA und des BSH nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz wurden wie folgt abgeschätzt: Bei der BNetzA ergibt sich ein Personalbedarf von etwas mehr als drei zusätzlichen Stellen (2,8 im höheren Dienst und 0,4 im gehobenen Dienst). Der entsprechende Erfüllungsmehraufwand für diese Stellen einschließlich der Sachmittel- und Gemeinkosten beträgt rund 466 000 Euro. Beim BSH, das hier teilweise im Auftrag der BNetzA tätig wird, ergibt sich ein Personalmehrbedarf von 22,0 Stellen im höheren Dienst, 9,0 Stellen im gehobenen Dienst und 5,0 Stellen im mittleren Dienst, mit Personalkosten von rund 1 990 715 Euro. Zusätzlich ergeben sich Sachkosten von 16 775 000 Euro und Verwaltungskosten von 326 000 Euro. Die Kosten sollen durch Gebühren finanziert werden.

Außerdem erhöht sich der Aufwand beim BMWi für die Ausübung der Fachaufsicht über BNetzA und BSH für das EEG 2016 und das Windenergie-auf-See-Gesetz. Hierfür ist zusätzliches Personal in Höhe von 3 Stellen im höheren Dienst (A 15) erforderlich.

Für die Einrichtung und die Führung des Regionalnachweisregisters nach § 79a EEG 2016 werden durch den Vollzugsaufwand Kosten beim Umweltbundesamt als Registerführer entstehen. Diese Kosten können durch die möglichst weitgehende Nutzung der bereits vorhandenen Software für das Herkunftsnachweisregister nach § 79 EEG 2016 sowie die Bereitstellung des Marktstammdatenregisters der BNetzA auf ein Minimum reduziert werden. Für den Bereich der Sachmittel fallen Kosten in Höhe von 100 000 Euro für die Entwicklung der Registersoftware einschließlich ggf. erforderlicher Schnittstellen zu Netzbetreibern und die Einrichtung des Registers an. Einige für den Registerbetrieb erforderliche Logiken sind bereits im Herkunftsnachweisregister vorhanden und könnten mitgenutzt werden (unter strikter Trennung der beiden Registersysteme). Darüber hinaus wird es einen laufenden Sachmittelbedarf für die Wartung und das Hosting des Regionalnachweisregisters geben. Danach ist mit jährlichen Sachkosten für den Betrieb der Registersoftware von etwa 15 000 Euro zu rechnen. Zusätzlich werden jährliche Personalkosten für den laufenden Betrieb in Höhe von etwa 450 000 Euro für vier Planstellen (2 gehobener Dienst, 2 mittlerer Dienst) erwartet.

Soweit die Ausgaben nicht oder nicht zeitgleich durch Gebühren gedeckt werden können, werden die Ausgaben in den betroffenen Einzelplänen im Rahmen der geltenden Finanzplanung gedeckt.

F. Weitere Kosten

Unmittelbare Auswirkungen auf das allgemeine Preisniveau oder das Verbraucherpreisniveau sind nicht zu erwarten. Allerdings kann sich dieses Gesetz durch verschiedene Maßnahmen auf die Höhe der EEG-Umlage auswirken, die wiederum einen Einfluss auf die Strompreise hat. Im Ergebnis ist jedoch nicht mit einer Erhöhung der EEG-Umlage durch dieses Gesetz gegenüber dem EEG 2014 zu rechnen: Erstens dient die Einführung der Ausschreibungen auch der Kosteneffizienz und soll mögliche Überförderungen durch die wettbewerbliche Preisermittlung verhindern. Bereits die ersten Ergebnisse der Pilot-Ausschreibung für Freiflächenanlagen zeigen, dass die Ausschreibungen nicht zu Kostensteigerungen führen. Tatsächlich konnte der durchschnittliche Zuschlagswert sogar deutlich gesenkt werden. Außerdem werden Höchstwerte in der Größenordnung der bisherigen Vergütungssätze eingeführt, um Kostensteigerungen in Fällen eines Marktversagens zu verhindern. Zweitens dient die Einführung der Ausschreibungen auch einer verbesserten Mengensteuerung. Überschießende Ausbauraten, die sich kostenerhöhend auf die EEG-Umlage auswirken könnten, werden dadurch effektiv ausgeschlossen. Drittens ermöglicht die effektive Mengensteuerung die Einhaltung des Ausbaukorridors, wodurch der Ausbau der erneuerbaren Energien in verlässlicheren Bahnen verläuft und die EEG-Umlage gegenüber dem EEG 2014 entlastet wird.

Allerdings fallen Kosten in Form von Gebühren für alle Marktakteure an, die an Ausschreibung teilnehmen. Die Gebühren liegen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen zwischen rund 500 und rund 1 100 Euro. Bei Windenergieanlagen auf See dürften aufgrund des höheren Aufwands deutlich höhere Gebühren anfallen. Die konkrete Höhe der Gebühren für Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See wird im Rahmen einer Gebührenverordnung auf Grundlage des Bundesgebührengesetzes festgelegt.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND
DIE BUNDESKANZLERIN

Berlin, 20. Juni 2016

An den
Präsidenten des
Deutschen Bundestages
Herrn Prof. Dr. Norbert Lammert
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Sehr geehrter Herr Präsident,

hiermit übersende ich den von der Bundesregierung beschlossenen

> Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien
> (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016)

mit Begründung und Vorblatt (Anlage 1).

Ich bitte, die Beschlussfassung des Deutschen Bundestages herbeizuführen.

Federführend ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Die Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gemäß § 6 Absatz 1 NKRG ist als Anlage 2 beigefügt.

Der Bundesrat hat in seiner 946. Sitzung am 17. Juni 2016 gemäß Artikel 76 Absatz 2 des Grundgesetzes beschlossen, zu dem Gesetzentwurf wie aus Anlage 3 ersichtlich Stellung zu nehmen.

Die Gegenäußerung der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates wird nachgereicht.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Angela Merkel

Anlage 1

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien

(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016)

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom ... [einsetzen: Datum und Fundstelle des Strommarktgesetzes] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die amtliche Abkürzung des Gesetzes wird wie folgt gefasst:

   „EEG 2016“.

2. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

   a) Die Angaben zu den §§ 3 bis 5 werden wie folgt gefasst:

      „§ 3 Begriffsbestimmungen

      § 4 Ausbaupfad

      § 5 Ausbau im In- und Ausland“.

   b) Die Angabe zu Teil 3 wird wie folgt gefasst:

      „Teil 3 Zahlung von Marktprämie und Einspeisevergütung

      Abschnitt 1 Arten des Zahlungsanspruchs

      § 19 Zahlungsanspruch

      § 20 Marktprämie

      § 21 Einspeisevergütung

      § 21a Sonstige Direktvermarktung

      § 21b Zuordnung zu einer Veräußerungsform, Wechsel

      § 21c Verfahren für den Wechsel

§ 46a Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Windenergie an Land bis 2018

§ 46b Windenergie an Land ab 2019

§ 47 Windenergie auf See

§ 48 Solare Strahlungsenergie

§ 49 Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus solarer Strahlungsenergie

Unterabschnitt 2 Zahlungen für Flexibilität

§ 50 Zahlungsanspruch für Flexibilität

§ 50a Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen

§ 50b Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen

Abschnitt 5 Rechtsfolgen und Strafen

§ 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

§ 52 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Pflichtverstößen

§ 53 Verringerung der Einspeisevergütung

§ 53a Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Windenergieanlagen an Land

§ 53b Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Regionalnachweisen

§ 54 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Ausschreibungen für Solaranlagen

§ 55 Pönalen

§ 55a Erstattung von Sicherheiten“.

c) Nach der Angabe zu § 60 wird folgende Angabe zu § 60a eingefügt:

„§ 60a EEG-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen“.

d) Nach der Angabe zu § 61 wird folgende Angabe zu § 61a eingefügt:

„§ 61a Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage“.

e) Nach der Angabe zu § 69 wird folgende Angabe zu § 69a eingefügt:

„§ 69a Mitteilungspflicht der Behörden der Zollverwaltung“.

f) Nach der Angabe zu § 79 wird folgende Angabe zu § 79a eingefügt:

„§ 79a Regionalnachweise “.

g) Nach der Angabe zu § 80 wird folgende Angabe zu § 80a eingefügt:

„§ 80a Kumulierungsverbot“.

h) Nach der Angabe zu § 83 wird folgende Angabe zu § 83a eingefügt:

„§ 83a Rechtsschutz bei Ausschreibungen“.

i) Nach der Angabe zu § 85 wird folgende Angabe zu den §§ 85a und 85b eingefügt:

„§ 85a Festlegung zu den Höchstwerten bei Ausschreibungen

§ 85b Auskunftsrecht und Datenübermittlung“.

j) Die Angabe zu § 88 wird durch folgende Angaben zu den §§ 88 bis 88b ersetzt:

„§ 88 Verordnungsermächtigung zu Ausschreibungen für Biomasse

§ 88a Verordnungsermächtigung zu grenzüberschreitenden Ausschreibungen

§ 88b Verordnungsermächtigung zu Netzausbaugebieten“.

k) Die Angabe zu § 92 wird wie folgt gefasst:

„§ 92 Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen und Regionalnachweisen“.

l) Die Angabe zu § 99 wird wie folgt gefasst:

„§ 99 (weggefallen)“.

m) Die Angabe zu § 102 wird wie folgt gefasst:

„§ 102 (weggefallen)“.

3. Die §§ 1 bis 7 werden wie folgt gefasst:

„§ 1

Zweck und Ziel des Gesetzes

(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Ziel dieses Gesetzes ist es, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf

1. 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025,

2. 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 und

3. mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050.

Dieser Ausbau soll stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen.

(3) Das Ziel nach Absatz 2 Satz 1 dient auch dazu, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 Prozent zu erhöhen.

§ 2

Grundsätze des Gesetzes

(1) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas soll in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden.

(2) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas soll zum Zweck der Marktintegration direkt vermarktet werden.

(3) Die Höhe der Zahlungen für Strom aus erneuerbaren Energien soll durch Ausschreibungen ermittelt werden. Dabei soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.

(4) Die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sollen gering gehalten und unter Einbeziehung des Verursacherprinzips sowie gesamtwirtschaftlicher und energiewirtschaftlicher Aspekte angemessen verteilt werden.

§ 3

Begriffsbestimmungen

Im Sinn dieses Gesetzes ist oder sind

1. Anlage jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage ist; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,
2. Anlagenbetreiber, wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt,
3. anzulegender Wert der Wert, den die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) im Rahmen einer Ausschreibung nach § 22 in Verbindung mit den §§ 28 bis 39h ermittelt oder der durch die §§ 40 bis 49 gesetzlich bestimmt ist und der die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung ist,
4. Ausschreibung ein transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung des Anspruchsberechtigten und des anzulegenden Werts,
5. Ausschreibungsvolumen die Summe der zu installierenden Leistung, für die der Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie zu einem Gebotstermin ausgeschrieben wird,
6. Bemessungsleistung der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas durch eine Anlage und nach endgültiger Stilllegung dieser Anlage,
7. benachteiligtes Gebiet ein Gebiet im Sinn der Richtlinie 86/465/EWG des Rates vom 14. Juli 1986 betreffend das Gemeinschaftsverzeichnis der benachteiligten landwirtschaftlichen Gebiete im Sinn der Richtlinie 75/268/EWG (ABl. L 273 vom 24.9.1986, S. 1), in der Fassung der Entscheidung 97/172/EG (ABl. L 72 vom 13.3.1997, S. 1),
8. bezuschlagtes Gebot ein Gebot, für das ein Zuschlag erteilt und im Fall eines Zuschlags für eine Solaranlage eine Zweitsicherheit geleistet worden ist,
9. Bilanzkreis ein Bilanzkreis nach § 3 Nummer 10a des Energiewirtschaftsgesetzes,
10. Bilanzkreisvertrag ein Vertrag nach § 26 Absatz 1 der Stromnetzzugangsverordnung,
11. Biogas Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird,
12. Biomasseanlage jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Biomasse,
13. Biomethan Biogas oder sonstige gasförmige Biomasse, das oder die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist,
14. Brutto-Zubau die Summe der installierten Leistung aller Anlagen eines Energieträgers, die in einem bestimmten Zeitraum in dem Register als in Betrieb genommen registriert worden sind,
15. Bürgerenergiegesellschaft eine Gesellschaft,
    a) die aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern besteht,
    b) bei der mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind, und
    c) bei der kein Mitglied der Gesellschaft mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält,

wobei es beim Zusammenschluss von mehreren juristischen Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft ausreicht, wenn jedes der Mitglieder der Gesellschaft die Voraussetzungen nach den Buchstaben a bis c erfüllt,

16. Direktvermarktung die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet,

17. Direktvermarktungsunternehmer, wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein,

18. Energie- oder Umweltmanagementsystem ein System, das den Anforderungen der DIN EN ISO 50 001, Ausgabe Dezember 2011,[1] entspricht, oder ein System im Sinn der Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2009 über die freiwillige Teilnahme von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001, sowie der Beschlüsse der Kommission 2001/681/EG und 2006/193/EG (ABl. L 342 vom 22.12.2009, S. 1) in der jeweils geltenden Fassung,

19. Eigenversorgung der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt,

20. Elektrizitätsversorgungsunternehmen jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert,

21. erneuerbare Energien

    a) Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie,

    b) Windenergie,

    c) solare Strahlungsenergie,

    d) Geothermie,

    e) Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie,

22. Freiflächenanlage jede Solaranlage, die nicht auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist,

23. Gebäude jede selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlage, die von Menschen betreten werden kann und vorrangig dazu bestimmt ist, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen,

24. Gebotsmenge die zu installierende Leistung in Kilowatt, für die der Bieter ein Gebot abgegeben hat,

25. Gebotstermin der Kalendertag, an dem die Frist für die Abgabe von Geboten für eine Ausschreibung abläuft,

26. Gebotswert der anzulegende Wert, den der Bieter in seinem Gebot angegeben hat,

27. Generator jede technische Einrichtung, die mechanische, chemische, thermische oder elektromagnetische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt,

28. Gülle jeder Stoff, der Gülle ist im Sinn der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002

---

[1]) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin, und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

(ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1), die durch die Verordnung (EU) Nr. 1385/2013 (ABl. L 354 vom 28.12.2013., S. 86) geändert worden ist,

29. Herkunftsnachweis ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde,

30. Inbetriebnahme die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage; die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die Anlage fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme,

31. installierte Leistung die elektrische Wirkleistung, die eine Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann,

32. KWK-Anlage eine KWK-Anlage im Sinn von § 2 Nummer 14 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,

33. Letztverbraucher jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht,

34. Monatsmarktwert der nach Anlage 1 rückwirkend berechnete tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas am Spotmarkt der europäischen Strombörse European Power Exchange in Paris für die Preiszone für Deutschland in Cent pro Kilowattstunde,

35. Netz die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung,

36. Netzbetreiber jeder Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, unabhängig von der Spannungsebene,

37. Prototyp einer Windenergieanlage an Land die jeweils ersten zwei als Prototypen im Register gemeldeten Windenergieanlagen eines Typs an Land, die nachweislich
    a) wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen insbesondere bei der Generatorleistung, dem Rotordurchmesser, der Nabenhöhe, dem Turmtypen oder der Gründungsstruktur aufweisen und
    b) einer Typenprüfung oder einer Einheitenzertifizierung bedürfen, die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nicht erteilt ist und erst nach der Inbetriebnahme einer Anlage erteilt werden kann,

38. Regionalnachweis ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes gegenüber einem Letztverbraucher die regionale Herkunft eines bestimmten Anteils oder einer bestimmten Menge des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien nachzuweisen,

39. Register das Anlagenregister nach § 6 Absatz 2 Satz 1 dieses Gesetzes oder ab dem Kalendertag nach § 6 Absatz 2 Satz 3 dieses Gesetzes das Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes,

40. Schienenbahn jedes Unternehmen, das zum Zweck des Personen- oder Güterverkehrs Fahrzeuge wie Eisenbahnen, Magnetschwebebahnen, Straßenbahnen oder nach ihrer Bau- und Betriebsweise ähnliche Bahnen auf Schienen oder die für den Betrieb dieser Fahrzeuge erforderlichen Infrastrukturanlagen betreibt,

41. Solaranlage jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie,

42. Speichergas jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird,

43. Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung KWK-Strom im Sinn von § 2 Nummer 16 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,
44. Übertragungsnetzbetreiber der regelverantwortliche Netzbetreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu anderen Netzen dienen,
45. Umwandlung jede Umwandlung von Unternehmen nach dem Umwandlungsgesetz oder jede Übertragung von Wirtschaftsgütern eines Unternehmens oder selbständigen Unternehmensteils im Weg der Singularsukzession, bei der jeweils die wirtschaftliche und organisatorische Einheit des Unternehmens oder selbständigen Unternehmensteils nach der Übertragung nahezu vollständig erhalten bleibt,
46. Umweltgutachter jede Person oder Organisation, die nach dem Umweltauditgesetz in der jeweils geltenden Fassung als Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisation tätig werden darf,
47. Unternehmen jeder Rechtsträger, der einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betreibt,
48. Windenergieanlage an Land jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie, die keine Windenergieanlage auf See ist,
49. Windenergieanlage auf See jede Anlage im Sinn von § 3 Nummer 7 des Windenergie-auf-See-Gesetzes,
50. Wohngebäude jedes Gebäude, das nach seiner Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dient, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtungen,
51. Zuschlagswert der anzulegende Wert, zu dem ein Zuschlag in einer Ausschreibung erteilt wird; er entspricht dem Gebotswert, soweit sich aus den nachfolgenden Bestimmungen nichts anderes ergibt.

§ 4

Ausbaupfad

Die Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 1 sollen erreicht werden durch

1. einen jährlichen Brutto-Zubau von Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von
   a) 2 800 Megawatt in den Jahren 2017 bis 2019 und
   b) 2 900 Megawatt ab dem Jahr 2020,
2. eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See auf
   a) 6 500 Megawatt im Jahr 2020 und
   b) 15 000 Megawatt im Jahr 2030,
3. einen jährlichen Brutto-Zubau von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von 2 500 Megawatt und
4. einen jährlichen Brutto-Zubau von Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von
   a) 150 Megawatt in den Jahren 2017 bis 2019 und
   b) 200 Megawatt in den Jahren 2020 bis 2022.

§ 5

Ausbau im In- und Ausland

(1) Soweit sich dieses Gesetz auf Anlagen bezieht, ist es anzuwenden, wenn und soweit die Erzeugung des Stroms im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Bundesgebiet) erfolgt.

(2) Soweit die Zahlungen für Strom aus erneuerbaren Energien durch Ausschreibungen ermittelt werden, sollen auch Gebote für Anlagen im Staatsgebiet eines oder mehrerer anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union im Umfang von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung bezuschlagt werden können. Zu diesem Zweck können die Ausschreibungen nach Maßgabe einer Rechtsverordnung nach § 88a

1. gemeinsam mit einem oder mehreren anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union durchgeführt werden oder
2. für Anlagen im Staatsgebiet eines oder mehrerer anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union geöffnet werden.

(3) Ausschreibungen nach Absatz 2 Satz 2 sind nur zulässig, wenn

1. sie mit den beteiligten Mitgliedstaaten der Europäischen Union völkerrechtlich vereinbart worden sind und diese völkerrechtliche Vereinbarung Instrumente der Kooperationsmaßnahmen im Sinn der Artikel 5 bis 8 oder des Artikels 11 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16), die zuletzt durch die Richtlinie (EU) 2015/1513 (ABl. L 239 vom 15.9.2015, S.1) geändert worden ist, nutzt,
2. sie nach dem Prinzip der Gegenseitigkeit
   a) als gemeinsame Ausschreibungen durchgeführt werden oder
   b) für einen oder mehrere andere Mitgliedstaaten der Europäischen Union geöffnet werden und die anderen Mitgliedstaaten in einem vergleichbaren Umfang ihre Ausschreibungen für Anlagen im Bundesgebiet öffnen und
3. der Strom physikalisch importiert wird oder einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt hat.

(4) Durch die völkerrechtliche Vereinbarung nach Absatz 3 Nummer 1 kann dieses Gesetz aufgrund einer Rechtsverordnung nach § 88a abweichend von Absatz 1

1. ganz oder teilweise als anwendbar erklärt werden für Anlagen, die außerhalb des Bundesgebiets errichtet werden, oder
2. als nicht anwendbar erklärt werden für Anlagen, die innerhalb des Bundesgebiets errichtet werden.

Ohne eine entsprechende völkerrechtliche Vereinbarung dürfen weder Anlagen außerhalb des Bundesgebiets Zahlungen nach diesem Gesetz erhalten noch Anlagen im Bundesgebiet Zahlungen nach dem Fördersystem eines anderen Mitgliedstaats der Europäischen Union erhalten.

(5) Auf die Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 1 und den Ausbaupfad nach § 4 werden alle Anlagen nach Absatz 1 und der in ihnen erzeugte Strom angerechnet. Auf das nationale Gesamtziel nach Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie 2009/28/EG wird der in Anlagen nach den Absätzen 1 und 3 erzeugte Strom angerechnet; dies gilt für die Anlagen nach Absatz 3 nur nach Maßgabe der völkerrechtlichen Vereinbarung.

(6) Anlagen im Bundesgebiet dürfen nur in einem Umfang von bis zu 5 Prozent der jährlich in Deutschland zu installierenden Leistung und unter Einhaltung der Anforderungen nach Absatz 3 auf die Ziele eines anderen Mitgliedstaats der Europäischen Union angerechnet werden.

§ 6

Erfassung des Ausbaus

(1) Die Bundesnetzagentur erfasst in dem Register Daten über Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas. Es sind die Daten zu erfassen, die erforderlich sind, um

1. die Integration des Stroms in das Elektrizitätsversorgungssystem zu fördern,
2. den Ausbaupfad nach § 4 zu überprüfen,
3. die anzulegenden Werte nach den §§ 46a und 49 zu berechnen und
4. die Erfüllung nationaler, europäischer und internationaler Berichtspflichten zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erleichtern.

(2) Bis das Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes errichtet ist, werden die Daten im Anlagenregister nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung erfasst. Die Bundesnetzagentur kann den Betrieb des Anlagenregisters so lange fortführen, bis die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für die Erfüllung der Aufgaben nach Satz 1 im Rahmen des Marktstammdatenregisters bestehen. Die Bundesnetzagentur macht das Datum, ab dem die Daten nach Satz 1 im Marktstammdatenregister erfasst werden, im Bundesanzeiger bekannt.

(3) Anlagenbetreiber müssen der Bundesnetzagentur mindestens die in § 111f Nummer 6 Buchstabe a bis d des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Daten übermitteln.

(4) Zur besseren Nachvollziehbarkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden die Daten der registrierten Anlagen nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung oder der Rechtsverordnung nach § 111f des Energiewirtschaftsgesetzes auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mindestens monatlich aktualisiert.

(5) Das Nähere zum Anlagenregister einschließlich der Übermittlung weiterer Daten, der Weitergabe der Daten an Netzbetreiber und Dritte sowie der Überführung in das Marktstammdatenregister nach Absatz 2 Satz 2 und 3 wird durch die Anlagenregisterverordnung geregelt.

§ 7

Gesetzliches Schuldverhältnis

(1) Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Pflichten nach diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen.

(2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes abweichende vertragliche Regelungen

1. müssen klar und verständlich sein,
2. dürfen nicht zu höheren als im Teil 3 vorgesehenen Zahlungen führen und
3. müssen mit dem wesentlichen Grundgedanken der gesetzlichen Regelung, von der abgewichen wird, vereinbar sein.“

4. § 9 wird wie folgt geändert:

   a) In den Absätzen 2 und 3 werden jeweils in dem Satzteil vor Nummer 1 die Wörter „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie“ durch das Wort „Solaranlagen“ ersetzt.

   b) In Absatz 5 Satz 3 wird die Angabe „§ 45“ durch die Angabe „§ 43“ ersetzt.

   c) In Absatz 6 werden die Wörter „vor dem 1. Januar 2017“ durch die Wörter „vor dem 1. Juli 2017“ ersetzt.

d) Absatz 7 wird aufgehoben.

e) Absatz 8 wird Absatz 7.

5. § 11 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird die Angabe „§ 20“ durch die Angabe „§ 21b“ ersetzt.

bb) In Satz 2 wird die Angabe „§ 37 oder § 38“ durch die Angabe „§ 21“ ersetzt.

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Soweit Strom aus einer Anlage, die an das Netz des Anlagenbetreibers oder einer dritten Person, die nicht Netzbetreiber ist, angeschlossen ist, mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe in ein Netz angeboten wird, ist Absatz 1 entsprechend anzuwenden, und der Strom ist für die Zwecke dieses Gesetzes so zu behandeln, als wäre er in das Netz eingespeist worden.“

6. Teil 3 wird wie folgt gefasst:

„Teil 3

Zahlung von Marktprämie und Einspeisevergütung

Abschnitt 1

Arten des Zahlungsanspruchs

§ 19

Zahlungsanspruch

(1) Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, haben für den in diesen Anlagen erzeugten Strom gegen den Netzbetreiber einen Anspruch

1. auf die Marktprämie nach § 20 oder

2. auf eine Einspeisevergütung nach § 21.

(2) Der Anspruch nach Absatz 1 besteht nur, soweit

1. der Anlagenbetreiber für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch nimmt und

2. keine Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 des Stromsteuergesetzes für den Strom, der durch ein Netz durchgeleitet wird, in Anspruch genommen wird.

(3) Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch, wenn der Strom vor der Einspeisung in ein Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Strommenge, die aus dem Stromspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte. Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz mit Speichergasen.

§ 20

Marktprämie

(1) Der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 besteht nur für Kalendermonate, in denen

1. der Anlagenbetreiber oder ein Dritter den Strom direkt vermarktet,
2. der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber das Recht überlässt, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen,
3. der Strom in einer Anlage erzeugt wird, die fernsteuerbar ist, und
4. der Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich folgender Strom bilanziert wird:
   a) Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in der Veräußerungsform der Marktprämie direkt vermarktet wird, oder
   b) Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.

Die Voraussetzung nach Satz 1 Nummer 3 muss nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllt sein.

(2) Anlagen sind fernsteuerbar, wenn die Anlagenbetreiber

1. die technischen Einrichtungen vorhalten, die erforderlich sind, damit ein Direktvermarktungsunternehmer oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit
   a) die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und
   b) die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann, und
2. dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit
   a) die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und
   b) die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu regeln, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.

Die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 1 sind auch erfüllt, wenn für mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, gemeinsame technische Einrichtungen vorgehalten werden, mit denen der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen und die gesamte Einspeiseleistung der Anlagen ferngesteuert regeln kann. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber unmittelbar an einen Letztverbraucher veräußert, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass der Anlagenbetreiber die Befugnisse des Direktvermarktungsunternehmens oder der anderen Person wahrnimmt.

(3) Die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung nach Absatz 2 müssen bei folgenden Anlagen über ein intelligentes Messsystem erfolgen, wenn mit dem intelligenten Messsystem kompatible und sichere Fernsteuerungstechnik, die über die zur Direktvermarktung notwendigen Funktionalitäten verfügt, gegen angemessenes Entgelt am Markt vorhanden ist:

1. bei Anlagen, bei denen spätestens bei Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats ein intelligentes Messsystem eingebaut ist,
2. bei Anlagen, bei denen nach Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats ein intelligentes Messsystem eingebaut worden ist, spätestens fünf Jahre nach diesem Einbau, und

3. bei Anlagen, bei denen ein Messsystem nach § 19 Absatz 5 des Messstellenbetriebsgesetzes eingebaut ist, mit dem Einbau eines intelligenten Messsystems, wenn der Einbau nach Ablauf der Frist nach Nummer 2 erfolgt.

Bei anderen Anlagen sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen.

(4) Die Nutzung der technischen Einrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung sowie die Befugnis, diese zu nutzen, dürfen das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 nicht beschränken.

§ 21

Einspeisevergütung

(1) Der Anspruch auf die Zahlung der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 besteht nur für Kalendermonate, in denen der Anlagenbetreiber den Strom in ein Netz einspeist und dem Netzbetreiber nach § 11 Absatz 1 zur Verfügung stellt, und zwar für

1. Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt; in diesem Fall verringert sich der Anspruch nach Maßgabe des § 53 Satz 1, oder
2. Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt für eine Dauer von bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und insgesamt bis zu sechs Kalendermonaten pro Kalenderjahr (Ausfallvergütung); in diesem Fall verringert sich der Anspruch nach Maßgabe des § 53 Satz 2 und bei Überschreitung einer der Höchstdauern nach dem ersten Halbsatz nach Maßgabe des § 52 Absatz 2 Nummer 3.

(2) Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen,

1. müssen dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, der
   a) nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und
   b) durch ein Netz durchgeleitet wird, und
2. dürfen mit dieser Anlage nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen.

§ 21a

Sonstige Direktvermarktung

Das Recht der Anlagenbetreiber, den in ihren Anlagen erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme der Zahlung nach § 19 Absatz 1 direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung), bleibt unberührt.

§ 21b

Zuordnung zu einer Veräußerungsform, Wechsel

(1) Anlagenbetreiber müssen jede Anlage einer der folgenden Veräußerungsformen zuordnen:

1. der Marktprämie nach § 20,
2. der Einspeisevergütung nach § 21, auch in der Form der Ausfallvergütung, oder
3. der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a.

Sie dürfen mit jeder Anlage nur zum ersten Kalendertag eines Monats zwischen den Veräußerungsformen wechseln.

(2) Anlagenbetreiber dürfen den in ihren Anlagen erzeugten Strom prozentual auf verschiedene Veräußerungsformen nach Absatz 1 aufteilen; in diesem Fall müssen sie die Prozentsätze nachweislich jederzeit einhalten. Satz 1 ist nicht für die Ausfallvergütung anzuwenden.

(3) Die Zuordnung einer Anlage oder eines prozentualen Anteils des erzeugten Stroms einer Anlage zur Veräußerungsform einer Direktvermarktung ist nur dann zulässig, wenn die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird.

(4) Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber

1. jederzeit ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder
2. Strom vorbehaltlich des § 27a vollständig oder anteilig an Dritte weitergeben, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

§ 21c

Verfahren für den Wechsel

(1) Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen, wenn sie erstmals Strom in einer Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 Satz 1 veräußern oder wenn sie zwischen den Veräußerungsformen wechseln. Im Fall der Ausfallvergütung reicht es aus, wenn der Wechsel in die Einspeisevergütung oder aus dieser heraus dem Netzbetreiber abweichend von Satz 1 bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitgeteilt wird.

(2) Bei den Mitteilungen nach Absatz 1 müssen die Anlagenbetreiber auch angeben:

1. die Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 Satz 1, in die gewechselt wird,
2. bei einem Wechsel in eine Direktvermarktung den Bilanzkreis, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll, und
3. bei einer prozentualen Aufteilung des Stroms auf verschiedene Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 2 Satz 1 die Prozentsätze, zu denen der Strom den Veräußerungsformen zugeordnet wird.

(3) Soweit die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 85 Absatz 2 Nummer 3 getroffen hat, müssen Netzbetreiber, Direktvermarkter und Anlagenbetreiber für die Abwicklung der Zuordnung und des Wechsels der Veräußerungsform das festgelegte Verfahren und Format nutzen.

Abschnitt 2

Allgemeine Bestimmungen zur Zahlung

§ 22

Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie

(1) Die Bundesnetzagentur ermittelt durch Ausschreibungen nach den §§ 28 bis 39h und dem Windenergie-auf-See-Gesetz die Anspruchsberechtigten und den anzulegenden Wert für Strom aus Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen, Biomasseanlagen und Windenergieanlagen auf See.

(2) Bei Windenergieanlagen an Land besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für den in der Anlage erzeugten Strom nur, solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur erteilter Zuschlag für die Anlage wirksam ist. Von diesem Erfordernis sind folgende Windenergieanlagen an Land ausgenommen:

1. Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 Kilowatt,

2. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen worden sind, wenn
   a) sie vor dem 1. Januar 2017 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt worden sind,
   b) die Genehmigung nach Buchstabe a vor dem 1. Februar 2017 mit allen erforderlichen Angaben im Register gemeldet worden ist und
   c) der Genehmigungsinhaber nicht vor dem 1. März 2017 durch schriftliche Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur unter Bezugnahme auf die Meldung nach Buchstabe b auf den gesetzlich bestimmten Anspruch auf Zahlung verzichtet hat, und
3. Prototypen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 125 Megawatt pro Jahr.

(3) Bei Solaranlagen besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für den in der Anlage erzeugten Strom nur, solange und soweit eine von der Bundesnetzagentur ausgestellte Zahlungsberechtigung für die Anlage wirksam ist. Von diesem Erfordernis sind Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 Kilowatt ausgenommen.

(4) Bei Biomasseanlagen besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 nur für den in der Anlage erzeugten Strom aus Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung in der zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung geltenden Fassung und nur, solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur erteilter Zuschlag für die Anlage wirksam ist. Von diesem Erfordernis sind folgende Biomasseanlagen ausgenommen:

1. Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt,
2. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen worden sind, wenn sie
   a) nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind oder für ihren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts bedürfen oder nach dem Baurecht genehmigungsbedürftig sind und
   b) vor dem 1. Januar 2017 genehmigt oder zugelassen worden sind.

Der Anspruch nach § 50 in Verbindung mit § 50a bleibt unberührt.

(5) Bei Windenergieanlagen auf See besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für den in der Anlage erzeugten Strom nur, solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur erteilter Zuschlag für die Anlage wirksam ist. Von diesem Erfordernis sind folgende Windenergieanlagen auf See ausgenommen:

1. Anlagen, die
   a) vor dem 1. Januar 2017 eine unbedingte Netzanbindungszusage nach § 118 Absatz 12 des Energiewirtschaftsgesetzes oder Anschlusskapazitäten nach § 17d Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung erhalten haben und
   b) vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, und
2. Prototypen nach Maßgabe des Windenergie-auf-See-Gesetzes.

(6) Für Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen und Biomasseanlagen, deren Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 nicht nach den Absätzen 2 bis 5 von der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung abhängig ist, werden Gebote im Zuschlagsverfahren nicht berücksichtigt. Für Anlagen nach Satz 1 und für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder Geothermie wird die Höhe des anzulegenden Werts durch die §§ 40 bis 49 gesetzlich bestimmt.

§ 22a

Prototypen

(1) Wenn in einem Kalenderjahr Prototypen von Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von insgesamt mehr als 125 Megawatt in dem Register als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, kann der Anspruch auf die Zahlung nach § 19 Absatz 1 für alle Prototypen, durch deren Inbetriebnahme die Grenze von 125 Megawatt überschritten wird, in diesem Kalenderjahr nicht geltend gemacht werden.

Die Bundesnetzagentur informiert hierüber die Anlagenbetreiber und die Netzbetreiber, an deren Netz die Anlagen angeschlossen sind. Die Betreiber der Anlagen, für deren Strom der Anspruch nach Satz 1 entfällt, können ihren Anspruch vorrangig und in der zeitlichen Reihenfolge ihrer Meldung im Register ab dem folgenden Kalenderjahr geltend machen, solange die Grenze der installierten Leistung von 125 Megawatt nicht überschritten wird. Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 beginnt in diesem Fall abweichend von § 25 Satz 3 erst, wenn der Anlagenbetreiber den Anspruch nach § 19 Absatz 1 geltend machen darf.

(2) Der Nachweis, dass der Anlagenbetreiber die Anforderungen nach § 3 Nummer 37 Buchstabe a und b einhält, ist durch die Bestätigung eines nach DIN EN ISO/IEC 17065:2013[2)] akkreditierten Zertifizierers zu führen; im Übrigen wird das Vorliegen eines Prototyps durch die Eintragung im Register nachgewiesen.

§ 23

Allgemeine Bestimmungen zur Höhe der Zahlung

(1) Die Höhe des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 bestimmt sich nach den hierfür als Berechnungsgrundlage anzulegenden Werten für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas.

(2) In den anzulegenden Werten ist die Umsatzsteuer nicht enthalten.

(3) Die Höhe des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 verringert sich nach Berücksichtigung der §§ 23a bis 26 in folgender Reihenfolge, wobei der Anspruch keinen negativen Wert annehmen kann:

1. nach Maßgabe des § 44b Absatz 1 Satz 2 für den dort genannten Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge aus Biogas,
2. nach Maßgabe des § 51 bei negativen Preisen,
3. nach Maßgabe der §§ 52 und 44c Absatz 3 sowie der Anlage 3 Nummer I.5 bei einem Verstoß gegen eine Bestimmung dieses Gesetzes,
4. nach Maßgabe des § 53 bei der Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung,
5. nach Maßgabe des § 53a bei einem Verzicht auf den gesetzlich bestimmten Anspruch nach § 19 Absatz 1,
6. nach Maßgabe des § 53b bei der Inanspruchnahme von Regionalnachweisen und
7. für Solaranlagen, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibung bestimmt wird,
   a) nach Maßgabe des § 54 Absatz 1 im Fall der verspäteten Inbetriebnahme einer Solaranlage und
   b) nach Maßgabe des § 54 Absatz 2 im Fall der Übertragung der Zahlungsberechtigung für eine Solaranlage auf einen anderen Standort.

§ 23a

Besondere Bestimmung zur Höhe der Marktprämie

Die Höhe des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 wird kalendermonatlich berechnet. Die Berechnung erfolgt rückwirkend anhand der für den jeweiligen Kalendermonat berechneten Werte nach Anlage 1.

---

2) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin, und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

§ 23b

Anteilige Zahlung

Besteht für Strom der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung, bestimmt sich dieser

1. für Solaranlagen oder Windenergieanlagen jeweils anteilig nach der installierten Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert und
2. in allen anderen Fällen jeweils anteilig nach der Bemessungsleistung der Anlage.

§ 24

Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

(1) Mehrere Anlagen sind unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 oder § 22 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage anzusehen, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,
2. sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen,
3. für den in ihnen erzeugten Strom der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung besteht und
4. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Abweichend von Satz 1 sind mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 oder § 22 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage anzusehen, wenn sie Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt. Abweichend von Satz 1 werden Freiflächenanlagen nicht mit Solaranlagen auf, in oder an Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst.

(2) Unbeschadet von Absatz 1 Satz 1 stehen mehrere Freiflächenanlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße nach § 38a Absatz 1 Nummer 5 und § 48 Absatz 2 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator einer Anlage gleich, wenn sie

1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass eines Bebauungsplans zuständig ist oder gewesen wäre, errichtet worden sind und
2. innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern Luftlinie, gemessen vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind.

(3) Anlagenbetreiber können Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen. In diesem Fall ist für die Berechnung der Einspeisevergütung oder Marktprämie bei mehreren Windenergieanlagen an Land die Zuordnung der Strommengen zu den Windenergieanlagen im Verhältnis des jeweiligen Referenzertrags nach Anlage 2 Nummer 2 maßgeblich; bei allen anderen Anlagen erfolgt die Zuordnung der Strommengen im Verhältnis zu der installierten Leistung der Anlagen.

§ 25

Beginn, Dauer und Beendigung des Anspruchs

Marktprämien oder Einspeisevergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Jahren zu zahlen. Bei Anlagen, für die der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird, verlängert sich dieser Zeitraum bis zum 31. Dezember des zwanzigsten Jahres der Zahlung. Beginn der Frist nach Satz 1 ist, soweit sich aus den Bestimmungen dieses Gesetzes nichts anderes ergibt, der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage.

§ 26

Abschläge und Fälligkeit

(1) Auf die zu erwartenden Zahlungen nach § 19 Absatz 1 sind monatlich jeweils zum 15. Kalendertag für den Vormonat Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(2) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 wird fällig, sobald und soweit der Anlagenbetreiber seine Pflichten zur Übermittlung von Daten nach § 71 erfüllt hat. Satz 1 ist für den Anspruch auf monatliche Abschläge nach Absatz 1 erst ab März des auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres anzuwenden.

§ 27

Aufrechnung

(1) Die Aufrechnung von Ansprüchen des Anlagenbetreibers nach § 19 Absatz 1 mit einer Forderung des Netzbetreibers ist nur zulässig, soweit die Forderung unbestritten oder rechtskräftig festgestellt ist.

(2) Das Aufrechnungsverbot des § 23 Absatz 3 der Niederspannungsanschlussverordnung ist nicht anzuwenden, wenn mit Ansprüchen aus diesem Gesetz aufgerechnet wird.

§ 27a

Zahlungsanspruch und Eigenversorgung

Die Betreiber von Anlagen, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibungen bestimmt worden ist, müssen in dem gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach diesem Gesetz in Anspruch nehmen, den in ihrer Anlage erzeugten Strom in ein Netz einspeisen. Ausgenommen ist der Strom, der verbraucht wird

1. durch die Anlage,
2. in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage,
3. zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste oder
4. in den Stunden, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der europäischen Strombörse European Power Exchange in Paris in der vortägigen Auktion negativ ist.

Abschnitt 3
Ausschreibungen

Unterabschnitt 1
Allgemeine Ausschreibungsbedingungen

§ 28
Ausschreibungsvolumen

(1) Bei Windenergieanlagen an Land ist das Ausschreibungsvolumen

1. im Jahr 2017
   a) zu dem Gebotstermin am 1. Mai 800 Megawatt zu installierender Leistung und
   b) zu den Gebotsterminen am 1. August und 1. November jeweils 1 000 Megawatt zu installierender Leistung,
2. in den Jahren 2018 und 2019 zu den Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. November jeweils 700 Megawatt zu installierender Leistung und
3. ab dem Jahr 2020
   a) zu dem jährlichen Gebotstermin am 1. Februar jeweils 1 000 Megawatt zu installierender Leistung und
   b) zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Juni und 1. Oktober jeweils 950 Megawatt zu installierender Leistung.

Das Ausschreibungsvolumen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 verringert sich jeweils zu dem zweiten Gebotstermin eines Kalenderjahres um die Summe der installierten Leistung der Prototypen nach § 22a, die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr ihren Anspruch nach § 19 Absatz 1 erstmals geltend machen durften.

(2) Bei Solaranlagen ist das Ausschreibungsvolumen zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober jeweils 200 Megawatt zu installierender Leistung. Das Ausschreibungsvolumen nach Satz 1 verringert sich jeweils zu dem zweiten Gebotstermin eines Kalenderjahres um die Summe der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr installierten Leistung von Freiflächenanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist.

(3) Bei Biomasseanlagen ist das Ausschreibungsvolumen zu dem jährlichen Gebotstermin am 1. September

1. in den Jahren 2017 bis 2019 jeweils die Differenz zwischen 150 Megawatt zu installierender Leistung und der Summe der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr installierten Leistung von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, und
2. in den Jahren 2020 bis 2022 jeweils die Differenz zwischen 200 Megawatt zu installierender Leistung und der Summe der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr installierten Leistung von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist.

Die Bundesregierung legt rechtzeitig einen Vorschlag für das jährliche Ausschreibungsvolumen für die Jahre ab 2023 vor.

(4) Bei Windenergieanlagen auf See bestimmt die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen nach den Vorgaben des Windenergie-auf-See-Gesetzes.

(5) Das Ausschreibungsvolumen nach den Absätzen 1 bis 3 erhöht sich für den jeweiligen Energieträger für den jeweils nächsten Gebotstermin, wenn nicht für das gesamte Ausschreibungsvolumen der vorangegangenen Ausschreibung Zuschläge erteilt und bei Solaranlagen die entsprechenden Zweitsicherheiten geleistet worden sind, um die Differenz zwischen dem Ausschreibungsvolumen der vorangegangenen Ausschreibung und der Summe der Gebotsmengen der bezuschlagten Gebote der vorangegangenen Ausschreibung.

(6) Wenn Ausschreibungen nach § 5 Absatz 2 Satz 2 durchgeführt werden, verringert sich für den jeweiligen Energieträger in dem jeweils folgenden Kalenderjahr das Ausschreibungsvolumen nach den Absätzen 1 bis 4 um die Summe der installierten Leistung, die in Ausschreibungen nach § 5 Absatz 2 Satz 2 im Bundesgebiet bezuschlagt worden ist. Die Bundesnetzagentur verteilt die Menge, um die sich das Ausschreibungsvolumen nach Satz 1 verringert, gleichmäßig auf die Ausschreibungen, die in dem Kalenderjahr für den Energieträger bekannt gemacht werden. Das Ausschreibungsvolumen bei Solaranlagen nach Absatz 2 verringert sich ferner zum Gebotstermin 1. Juni 2017 um die Summe der installierten Leistung der in einer Ausschreibung nach der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung im Jahr 2016 bezuschlagten Gebote für im Bundesgebiet geplante Freiflächenanlagen.

§ 29
Bekanntmachung

(1) Die Bundesnetzagentur macht die Ausschreibungen frühestens acht Wochen und spätestens fünf Wochen vor dem jeweiligen Gebotstermin für den jeweiligen Energieträger auf ihrer Internetseite bekannt. Die Bekanntmachungen müssen mindestens folgende Angaben enthalten:

1. den Gebotstermin,
2. das Ausschreibungsvolumen,
3. den Höchstwert,
4. die Formatvorgaben, die nach § 30a Absatz 1 von der Bundesnetzagentur für die Gebotsabgabe vorgegeben sind, und
5. die Festlegungen der Bundesnetzagentur nach den §§ 85 Absatz 2 und 85a, soweit sie die Gebotsabgabe oder das Zuschlagsverfahren betreffen.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht einmal pro Kalenderjahr einen Hinweis auf diese Bekanntmachungen im Amtsblatt der Europäischen Union.

(2) Die Bekanntmachungen nach Absatz 1 erfolgen ausschließlich im öffentlichen Interesse.

§ 30
Anforderungen an Gebote

(1) Die Gebote müssen jeweils die folgenden Angaben enthalten:

1. Name, Anschrift, Telefonnummer und E-Mail-Adresse des Bieters; sofern der Bieter eine rechtsfähige Personengesellschaft oder juristische Person ist, sind auch anzugeben:
   a) ihr Sitz,
   b) der Name einer natürlichen Person, die zur Kommunikation mit der Bundesnetzagentur und zur Vertretung der juristischen Person für alle Handlungen nach diesem Gesetz bevollmächtigt ist (Bevollmächtigter), und
   c) wenn mindestens 25 Prozent der Stimmrechte oder des Kapitals bei anderen rechtsfähigen Personengesellschaften oder juristischen Personen liegen, deren Name und Sitz,

2. den Energieträger, für den das Gebot abgegeben wird,
3. den Gebotstermin der Ausschreibung, für die das Gebot abgegeben wird,
4. die Gebotsmenge in Kilowatt ohne Nachkommastellen,
5. den Gebotswert in Cent pro Kilowattstunde mit zwei Nachkommastellen, wobei sich das Gebot bei Windenergieanlagen an Land auf den Referenzstandort nach Anlage 2 Nummer 4 beziehen muss,
6. die Standorte der Anlagen, auf die sich das Gebot bezieht, mit Bundesland, Landkreis, Gemeinde, Gemarkung und Flurstücken; im Fall von Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden muss, sofern vorhanden, auch die postalische Adresse des Gebäudes angegeben werden, und
7. den Übertragungsnetzbetreiber.

(2) Ein Gebot muss eine Gebotsmenge von mindestens 750 Kilowatt umfassen. Abweichend von Satz 1 muss ein Gebot bei Biomasseanlagen eine Gebotsmenge von mindestens 150 Kilowatt umfassen.

(3) Bieter dürfen in einer Ausschreibung mehrere Gebote für unterschiedliche Anlagen abgeben. In diesem Fall müssen sie ihre Gebote nummerieren und eindeutig kennzeichnen, welche Nachweise zu welchem Gebot gehören.

§ 30a

Ausschreibungsverfahren

(1) Die Bundesnetzagentur darf für die Ausschreibungsverfahren Formatvorgaben machen; Gebote müssen diesen Formatvorgaben entsprechen.

(2) Die Gebote müssen der Bundesnetzagentur spätestens am jeweiligen Gebotstermin zugegangen sein.

(3) Die Rücknahme von Geboten ist bis zum jeweiligen Gebotstermin zulässig; maßgeblich ist der Zugang einer Rücknahmeerklärung bei der Bundesnetzagentur. Die Rücknahme muss durch eine unbedingte, unbefristete und der Schriftform genügende Erklärung des Bieters erfolgen, die sich dem entsprechenden Gebot eindeutig zuordnen lässt.

(4) Bieter sind an ihre Gebote, die bis zum Gebotstermin abgegeben und nicht zurückgenommen worden sind, gebunden, bis ihnen von der Bundesnetzagentur mitgeteilt worden ist, dass ihr Gebot keinen Zuschlag erhalten hat.

(5) Die Ausschreibungen können von der Bundesnetzagentur ganz oder teilweise auf ein elektronisches Verfahren umgestellt werden; dabei kann auch von dem Schriftformerfordernis nach Absatz 3 Satz 2 abgewichen werden. In diesem Fall kann die Bundesnetzagentur insbesondere Vorgaben über die Authentifizierung für die gesicherte Datenübertragung machen. Bei einer Umstellung auf ein elektronisches Verfahren muss die Bundesnetzagentur bei der Bekanntmachung nach § 29 auf das elektronische Verfahren hinweisen.

§ 31

Sicherheiten

(1) Bieter müssen bei der Bundesnetzagentur für ihre Gebote bis zum jeweiligen Gebotstermin eine Sicherheit leisten. Durch die Sicherheit werden die jeweiligen Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Pönalen nach § 55 gesichert.

(2) Bieter müssen bei der Leistung der Sicherheit das Gebot, auf das sich die Sicherheit bezieht, eindeutig bezeichnen.

(3) Wer eine Sicherheit leisten muss, kann dies bewirken durch

1. die unwiderrufliche, unbedingte und unbefristete Bürgschaft auf erstes Anfordern, die durch ein Kreditinstitut oder einen Kreditversicherer zugunsten des Übertragungsnetzbetreibers ausgestellt wurde und für die eine Bürgschaftserklärung an die Bundesnetzagentur übergeben wurde oder
2. die Zahlung eines Geldbetrags auf ein nach Absatz 5 eingerichtetes Verwahrkonto der Bundesnetzagentur.

(4) Die Bürgschaftserklärung ist schriftlich in deutscher Sprache unter Verzicht auf die Einrede der Vorausklage nach § 771 des Bürgerlichen Gesetzbuchs und unter Verzicht auf die Einreden der Aufrechenbarkeit und Anfechtbarkeit nach § 770 des Bürgerlichen Gesetzbuchs einzureichen. Der Bürge muss in der Europäischen Union oder in einem Staat der Vertragsparteien des Abkommens über den Europäischen Wirtschaftsraum als Kreditinstitut oder als Kreditversicherer zugelassen sein. Die Bundesnetzagentur kann im Einzelfall bei begründeten Bedenken gegen die Tauglichkeit des Bürgen vom Bieter verlangen, die Tauglichkeit des Bürgen nachzuweisen. Für den Nachweis der Tauglichkeit im Einzelfall ist der Maßstab des § 239 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuchs heranzuziehen.

(5) Die Bundesnetzagentur verwahrt die Sicherheiten nach Absatz 3 Nummer 2 treuhänderisch zugunsten der Bieter und der Übertragungsnetzbetreiber. Hierzu richtet sie ein Verwahrkonto ein. Die Bundesnetzagentur ist berechtigt, die Sicherheiten einzubehalten, bis die Voraussetzungen zur Rückgabe oder zur Befriedigung der Übertragungsnetzbetreiber vorliegen. Die Sicherheitsleistungen werden nicht verzinst.

§ 32

Zuschlagsverfahren

(1) Die Bundesnetzagentur führt bei jeder Ausschreibung für jeden Energieträger das folgende Zuschlagsverfahren durch. Sie öffnet die fristgerecht eingegangenen Gebote nach dem Gebotstermin. Sie sortiert die Gebote

1. bei unterschiedlichen Gebotswerten nach dem jeweiligen Gebotswert in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit dem Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert,
2. bei demselben Gebotswert nach der jeweiligen Gebotsmenge in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit der niedrigsten Gebotsmenge; wenn die Gebotswerte und die Gebotsmenge der Gebote gleich sind, entscheidet das Los über die Reihenfolge, es sei denn, die Reihenfolge ist für die Zuschlagserteilung nicht maßgeblich.

Die Bundesnetzagentur prüft die Zulässigkeit der Gebote nach den §§ 33 und 34 und erteilt bei jeder Ausschreibung für den jeweiligen Energieträger in der Reihenfolge nach Satz 3 allen zulässigen Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis das Ausschreibungsvolumen erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten ist (Zuschlagsgrenze). Geboten oberhalb der Zuschlagsgrenze wird kein Zuschlag erteilt.

(2) Die Bundesnetzagentur erfasst für jedes Gebot, für das ein Zuschlag erteilt worden ist, die vom Bieter übermittelten Angaben und Nachweise sowie den Zuschlagswert.

§ 33

Ausschluss von Geboten

(1) Die Bundesnetzagentur schließt Gebote von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn

1. die Anforderungen und Formatvorgaben für Gebote nach den §§ 30 und 30a nicht vollständig eingehalten wurden,
2. die für den jeweiligen Energieträger nach den §§ 36 und 36d, den §§ 37 und 37c oder den §§ 39 bis 39h, auch in Verbindung mit einer Verordnung nach § 88, § 88a oder § 88b, gestellten Anforderungen nicht erfüllt sind,

3. bis zum Gebotstermin bei der Bundesnetzagentur die Gebühr nach Nummer 1 oder 3 der Anlage zur Ausschreibungsgebührenverordnung oder die Sicherheit nicht vollständig geleistet worden sind,

4. der Gebotswert des Gebots den für die jeweilige Ausschreibung oder die Anlage festgelegten Höchstwert überschreitet,

5. das Gebot Bedingungen, Befristungen oder sonstige Nebenabreden enthält oder

6. das Gebot nicht den bekanntgemachten Festlegungen der Bundesnetzagentur entspricht, soweit diese die Gebotsabgabe betreffen.

Die Bundesnetzagentur kann Gebote vom Zuschlagsverfahren ausschließen, wenn bis zum Gebotstermin dem Gebot die Sicherheit oder die Gebühr nicht eindeutig zugeordnet werden können.

(2) Die Bundesnetzagentur kann ein Gebot ausschließen, wenn der begründete Verdacht besteht, dass der Bieter keine Anlage auf dem in dem Gebot angegebenen Standort plant, und

1. auf den in dem Gebot angegebenen Flurstücken bereits eine Anlage in Betrieb genommen worden ist oder

2. die in dem Gebot angegebenen Flurstücke ganz oder teilweise übereinstimmen

   a) mit den in einem anderen Gebot in derselben Ausschreibung angegebenen Flurstücken oder

   b) mit den in einem anderen bezuschlagten Gebot in einer vorangegangenen Ausschreibung angegebenen Flurstücken, sofern der Zuschlag nicht entwertet worden ist.

Ein Ausschluss von Geboten nach Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 Buchstabe b ist nicht zulässig, wenn zu einer Anlage weitere Anlagen zugebaut werden sollen und hierfür Gebote abgegeben werden.

§ 34

Ausschluss von Bietern

Die Bundesnetzagentur kann Bieter und deren Gebote von dem Zuschlagsverfahren ausschließen, wenn

1. der Bieter

   a) vorsätzlich oder grob fahrlässig Gebote unter falschen Angaben oder unter Vorlage falscher Nachweise in dieser oder einer vorangegangenen Ausschreibung abgegeben hat oder

   b) mit anderen Bietern Absprachen über die Gebotswerte der in dieser oder einer vorangegangenen Ausschreibung abgegebenen Gebote getroffen hat,

2. die Gebotsmengen mehrerer Zuschläge eines Bieters aus mindestens zwei vorangegangenen Ausschreibungen vollständig entwertet worden sind oder

3. der Bieter bei mindestens zwei Geboten nach der Erteilung des Zuschlags für eine Solaranlage die Zweitsicherheit nach § 37a Satz 2 Nummer 2 nicht innerhalb der Frist bei der Bundesnetzagentur geleistet hat.

§ 35

Bekanntgabe der Zuschläge und anzulegender Wert

(1) Die Bundesnetzagentur gibt die Zuschläge mit den folgenden Angaben auf ihrer Internetseite bekannt:

1. dem Gebotstermin der Ausschreibung, dem Energieträger, für den die Zuschläge erteilt werden, und den bezuschlagten Mengen,

2. den Namen der Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, mit

a) dem jeweils in dem Gebot angegebenen Standort der Anlage,

b) der Nummer des Gebots, sofern ein Bieter mehrere Gebote abgegeben hat, und

c) einer eindeutigen Zuschlagsnummer,

3. dem niedrigsten und höchsten Gebotswert, die einen Zuschlag erhalten haben, und
4. dem mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswert.

(2) Der Zuschlag ist eine Woche nach der öffentlichen Bekanntgabe nach Absatz 1 als bekanntgegeben anzusehen.

(3) Die Bundesnetzagentur unterrichtet die Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, unverzüglich über die Zuschlagserteilung und den Zuschlagswert.

§ 35a

Entwertung von Zuschlägen

(1) Die Bundesnetzagentur entwertet einen Zuschlag,

1. soweit der Zuschlag nach Ablauf der Frist zur Realisierung der Anlage erlischt,
2. wenn der Bieter seinen Zuschlag zurückgeben darf und soweit er von diesem Recht Gebrauch gemacht hat,
3. soweit die Bundesnetzagentur den Zuschlag nach dem Verwaltungsverfahrensgesetz zurücknimmt oder widerruft oder
4. wenn der Zuschlag durch Zeitablauf oder auf sonstige Weise seine Wirksamkeit verliert.

(2) Wird eine Zahlungsberechtigung nachträglich aufgehoben, wird auch der zugrundeliegende Zuschlag entwertet.

Unterabschnitt 2

Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

§ 36

Gebote für Windenergieenergieanlagen an Land

(1) In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 müssen Windenergieanlagen an Land, für die Gebote abgegeben werden, folgende Anforderungen erfüllen:

1. die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz muss für alle Anlagen, für die ein Gebot abgegeben wird, drei Wochen vor dem Gebotstermin erteilt worden sein, und
2. die Anlagen müssen mit den erforderlichen Daten drei Wochen vor dem Gebotstermin als genehmigt an das Register gemeldet worden sein; die Meldefristen des Registers bleiben hiervon unberührt.

(2) Bieter müssen ihren Geboten in Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 folgende Angaben beifügen:

1. die Nummern, unter denen die von der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz umfassten Anlagen im Register gemeldet worden sind, oder eine Kopie der Meldung an das Register und
2. das Aktenzeichen der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, unter dem die Genehmigung der Anlagen erteilt worden ist, sowie die Genehmigungsbehörde und deren Anschrift; bezieht

sich das Gebot nur auf einen Teil der Anlagen, die von der Genehmigung umfasst sind, müssen die Anlagen, für die ein Gebot abgegeben wird, benannt werden.

(3) Bieter müssen ihren Geboten in Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 folgende Nachweise beifügen:

1. eine Eigenerklärung, dass die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz auf sie ausgestellt worden ist, oder die Erklärung des Inhabers der entsprechenden Genehmigung, dass der Bieter das Gebot mit Zustimmung des Genehmigungsinhabers abgibt, und
2. eine Eigenerklärung des Inhabers der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, dass kein wirksamer Zuschlag aus früheren Ausschreibungen für Anlagen besteht, für die das Gebot abgegeben worden ist.

§ 36a

Sicherheiten für Windenergieanlagen an Land

Die Höhe der Sicherheit nach § 31 für Windenergieanlagen an Land bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 30 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung.

§ 36b

Höchstwert für Windenergieanlagen an Land

(1) Der Höchstwert für Strom aus Windenergieanlagen an Land beträgt im Jahr 2017 7,00 Cent pro Kilowattstunde für den Referenzstandort nach Anlage 2 Nummer 4.

(2) Ab dem 1. Januar 2018 ergibt sich der Höchstwert aus dem um 8 Prozent erhöhten Durchschnittswert für das jeweils höchste noch bezuschlagte Gebot der letzten drei Ausschreibungen. Der sich ergebende Wert wird auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet.

§ 36c

Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaugebiet

(1) Der weitere Zubau von Windenergieanlagen an Land soll in dem Gebiet, in dem die Übertragungsnetze besonders stark belastet sind (Netzausbaugebiet), gesteuert werden.

(2) Das Netzausbaugebiet wird in einer Rechtsverordnung nach § 88b festgelegt. Grundlage für die Festlegung des Gebiets sind die Daten der letzten abgeschlossenen Systemanalyse nach § 3 Absatz 2 der Reservekraftwerksverordnung und den nach § 13 Absatz 10 des Energiewirtschaftsgesetzes übermittelten Daten und Analysen für den Zeitraum in drei bis fünf Jahren.

(3) Bei der Festlegung des Netzausbaugebiets werden folgende Kriterien berücksichtigt:

1. das Netzausbaugebiet soll räumlich zusammenhängende Flächen, höchstens aber 20 Prozent der Bundesfläche erfassen,
2. das Netzausbaugebiet muss netzgebietsscharf oder landkreisscharf festgelegt werden,
3. ein weiterer Zubau von Windenergieanlagen an Land in diesem Gebiet muss zu einer besonders starken Belastung eines Übertragungsnetzes führen oder die bestehende besonders starke Belastung weiter verschärfen; dabei kann berücksichtigt werden,
   a) wie stark die Belastung der betroffenen Teile des Übertragungsnetzes voraussichtlich sein wird,

b) wie viel Strom aus Windenergieanlagen an Land in dem Netzausbaugebiet voraussichtlich abgeregelt werden muss und wie hoch die Potenziale für den Zubau von Windenergieanlagen an Land in diesem Gebiet sind und

c) inwieweit Maßnahmen aufgrund von § 13 Absatz 6a des Energiewirtschaftsgesetzes zu einer Entlastung der entsprechenden Teile des Übertragungsnetzes führen werden.

(4) In einer Rechtsverordnung nach § 88b wird ferner eine zu installierende Leistung festgelegt, für die in dem Netzausbaugebiet höchstens Zuschläge erteilt werden dürfen (Obergrenze). Diese Obergrenze beträgt pro Jahr 58 Prozent der installierten Leistung, die im Jahresdurchschnitt in den Jahren 2013 bis 2015 in dieser Region in Betrieb genommen worden ist. Die sich für ein Kalenderjahr ergebende Gebotsmenge für das Netzausbaugebiet wird gleichmäßig auf alle Ausschreibungen verteilt, die in dem Kalenderjahr bekannt gemacht werden.

(5) Die Bundesnetzagentur begrenzt die Zuschläge, die in jeder Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land in dem Netzausbaugebiet erteilt werden, indem sie Gebote für Anlagen, die in diesem Gebiet errichtet werden sollen, im Umfang ihres Gebots nur berücksichtigt, bis die für das Netzausbaugebiet festgelegte installierte Leistung erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten wird. Weitere Gebote für Windenergieanlagen an Land, die in dem Netzausbaugebiet errichtet werden sollen, berücksichtigt sie nicht.

(6) Die Bundesnetzagentur evaluiert bis zum 31. Juli 2019 und danach alle zwei Jahre die Festlegung des Netzausbaugebiets und der Obergrenze. Änderungen an der Verordnung können erstmals zum 1. Januar 2020 und danach alle zwei Jahre zum 1. Januar in Kraft treten.

§ 36d

Ausschluss von Geboten für Windenergieanlagen an Land

Die Bundesnetzagentur schließt Gebote für Windenergieanlagen an Land nach § 33 von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn sie für eine in dem Gebot angegebene Windenergieanlage an Land bereits einen Zuschlag erteilt hat, der zum Gebotstermin nicht entwertet worden ist.

§ 36e

Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land

(1) Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Windenergieanlagen an Land 30 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind.

(2) Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur einmalig die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn

1. gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz nach der Erteilung des Zuschlags ein Rechtsbehelf Dritter rechtshängig geworden ist und

2. die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung nach Nummer 1 in diesem Zusammenhang durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden ist.

Die Verlängerung soll höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden.

§ 36f

Änderungen nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land

(1) Zuschläge sind den Windenergieanlagen an Land, auf die sich die in dem Gebot angegebene Genehmigung bezieht, verbindlich und dauerhaft zugeordnet. Sie dürfen nicht auf andere Anlagen oder andere Genehmigungen übertragen werden.

(2) Wird die Genehmigung nach der Erteilung des Zuschlags geändert, bleibt der Zuschlag auf die geänderte Genehmigung bezogen. Der Umfang des Zuschlags verändert sich dadurch nicht.

§ 36g

Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

(1) Bürgerenergiegesellschaften können Gebote für bis zu sechs Windenergieanlagen an Land mit einer zu installierenden Leistung von insgesamt nicht mehr als 18 Megawatt abweichend von § 36 Absatz 1 bereits vor der Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz abgeben, wenn

1. das Gebot ein Gutachten über den zu erwartenden Stromertrag für die geplanten Anlagen enthält, das den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht,
2. in dem Gebot in Ergänzung zu den Angaben nach § 30 und § 36 Absatz 2 die Anzahl der an dem Standort geplanten Anlagen angegeben wird,
3. in dem Gebot durch Eigenerklärung nachgewiesen wird, dass
   a) die Gesellschaft zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe eine Bürgerenergiegesellschaft ist,
   b) weder die Gesellschaft noch eines ihrer stimmberechtigten Mitglieder selbst oder als stimmberechtigtes Mitglied einer anderen Gesellschaft in den zwölf Monaten, die der Gebotsabgabe vorangegangen sind, einen Zuschlag für eine Windenergieanlage an Land erhalten hat und
   c) die Gesellschaft Eigentümerin der Fläche ist, auf der die Windenergieanlagen an Land errichtet werden sollen, oder das Gebot mit Zustimmung des Eigentümers dieser Fläche abgibt.

Es wird vermutet, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik nach Satz 1 Nummer 1 eingehalten worden sind, wenn die Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen der „FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien“[3)] eingehalten und das Gutachten von einer nach DIN EN ISO IEC 17025[4)] für die Anwendung dieser Richtlinien akkreditierten Institution erstellt worden sind.

(2) Bei Geboten nach Absatz 1 unterteilt sich die Sicherheit nach den §§ 31 und 36a

1. in eine Erstsicherheit in Höhe von 15 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung, die bei Gebotsabgabe zu entrichten ist, und
2. in eine Zweitsicherheit, die im Fall eines Zuschlags innerhalb von zwei Monaten nach der Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zusätzlich zur Erstsicherheit zu entrichten ist; diese Zweitsicherheit bestimmt sich aus der zu installierenden Leistung der genehmigten Anlagen multipliziert mit 15 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung.

(3) Der Zuschlag, der auf ein Gebot nach Absatz 1 erteilt wird, ist an den in dem Gebot angegebenen Landkreis als Standort gebunden, und die Frist nach § 36e Absatz 1 verlängert sich für diesen Zuschlag um 24 Monate. Die Bürgerenergiegesellschaft muss innerhalb von zwei Monaten nach der Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (materielle Ausschlussfrist) bei der Bundesnetzagentur

---

[3)] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Oranienburger Straße 45, 10117 Berlin.

[4)] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin, und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

die Zuordnung des Zuschlags zu den genehmigten Windenergieanlagen an Land beantragen. Der Zuschlag erlischt, wenn die Zuordnung nicht innerhalb dieser Frist beantragt oder der Antrag abgelehnt worden ist. Die Bundesnetzagentur ordnet den Zuschlag auf den Antrag nach Satz 2 bis zu sechs Windenergieanlagen an Land mit einer zu installierenden Leistung von insgesamt nicht mehr als 18 Megawatt, höchstens jedoch in der Höhe der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots, verbindlich und dauerhaft zu, wenn

1. der Antrag nach Satz 2 die Angaben nach § 36 Absatz 2 enthält,
2. die Windenergieanlagen in dem Landkreis errichtet werden sollen, der in dem Gebot angegeben ist,
3. durch Eigenerklärung nachgewiesen wird, dass die Gesellschaft zum Zeitpunkt der Antragstellung eine Bürgerenergiegesellschaft ist, und
4. die Zweitsicherheit nach Absatz 2 geleistet worden ist.

Erst mit der Zuordnungsentscheidung liegt ein wirksamer Zuschlag im Sinn von § 22 Absatz 2 Satz 1 vor. Ab dem Tag der Zuordnungsentscheidung ist § 36f anzuwenden.

(4) Die Bürgerenergiegesellschaft muss der Bundesnetzagentur auf Verlangen geeignete Nachweise zur Überprüfung der Eigenerklärungen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 und Absatz 3 Satz 4 Nummer 3 vorgelegt werden.

§ 36h

Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land

(1) Der Netzbetreiber berechnet den anzulegenden Wert aufgrund des Zuschlagswerts für den Referenzstandort nach Anlage 2 Nummer 4 für Strom aus Windenergieanlagen an Land mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors, der nach Anlage 3 Nummer 2 und 7 ermittelt worden ist. Es sind folgende Stützwerte anzuwenden:

Gütefaktor	70 Prozent	80 Prozent	90 Prozent	100 Prozent	110 Prozent	120 Prozent	130 Prozent	140 Prozent	150 Prozent
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Für die Ermittlung der Korrekturfaktoren zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten findet eine lineare Interpolation statt. Der Korrekturfaktor beträgt unterhalb des Gütefaktors von 70 Prozent 1,29 und oberhalb des Gütefaktors von 150 Prozent 0,79. Gütefaktor ist das Verhältnis des Standortertrags einer Anlage nach Anlage 2 Nummer 7 zum Referenzertrag nach Anlage 2 Nummer 2 in Prozent.

(2) Die anzulegenden Werte werden jeweils mit Wirkung ab Beginn des sechsten, elften und sechzehnten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres anhand des Standortertrags der Anlagen nach Anlage 2 Nummer 7 in den fünf vorangegangenen Jahren angepasst. In dem überprüften Zeitraum zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen nach § 19 Absatz 1 müssen erstattet werden, wenn der Gütefaktor auf Basis des Standortertrags der ersten fünf Jahre mehr als 2 Prozentpunkte von dem zuletzt berechneten Gütefaktor abweicht. Dabei werden Ansprüche des Netzbetreibers auf Rückzahlung mit 1 Prozentpunkt über dem am ersten Tag des Überprüfungszeitraums geltenden Euro Interbank Offered Rate-Satz für die Beschaffung von Zwölfmonatsgeld von ersten Adressen in den Teilnehmerstaaten der Europäischen Währungsunion verzinst. Eine Aufrechnung mit Ansprüchen nach § 19 Absatz 1 ist zulässig.

(3) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 1 besteht nur, soweit der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber den Gütefaktor nachweist

1. vor der Inbetriebnahme der Anlage und
2. für die Anpassungen nach Absatz 2 jeweils spätestens zwei Monate nach Ablauf der Fristen nach Absatz 2 Satz 1.

(4) Der Nachweis nach Absatz 3 ist zu führen durch Gutachten, die den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen und die die jeweiligen Zeiträume nach Absatz 2 Satz 1 erfassen. § 36g Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.

§ 36i

Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen an Land

Abweichend von § 25 Satz 3 beginnt der Zeitraum nach § 25 Satz 1 spätestens 30 Monate nach der Bekanntgabe des Zuschlags an den Bieter oder im Fall des § 36g nach der Bekanntgabe der Zuordnungsentscheidung nach § 36g Absatz 3 Satz 4 auch dann, wenn die Inbetriebnahme der Windenergieanlage an Land aufgrund einer Fristverlängerung nach § 36e Absatz 2 erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt.

Unterabschnitt 3

Ausschreibungen für Solaranlagen

§ 37

Gebote für Solaranlagen

(1) Gebote für Solaranlagen müssen in Ergänzung zu § 30 die Angabe enthalten, ob die Anlagen errichtet werden sollen

1. auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand,
2. auf einer sonstigen baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist, oder
3. auf einer Fläche,
   a) die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt war,
   b) die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans eine Konversionsfläche aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung war,
   c) die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung bis zu 110 Meter, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet werden soll,
   d) die sich im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans nach § 30 des Baugesetzbuchs befindet, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
   e) die in einem beschlossenen Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 als Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinn des § 8 oder § 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen worden ist, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
   f) für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist,
   g) die im Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben stand oder steht und nach dem 31. Dezember 2013 von der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben verwaltet und für die Entwicklung von Solaranlagen auf ihrer Internetseite veröffentlicht worden ist,

h) deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter eine der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt oder

i) deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Grünland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter eine der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt.

(2) Den Geboten für Freiflächenanlagen muss in Ergänzung zu § 30 eine Erklärung des Bieters, dass er Eigentümer der Fläche ist, auf der die Solaranlagen errichtet werden sollen, oder das Gebot mit Zustimmung des Eigentümers dieser Fläche abgibt, beigefügt werden. Den Geboten für Freiflächenanlagen müssen und den Geboten für die Solaranlagen nach Absatz 1 Nummer 2 können zusätzlich die folgenden Nachweise beigefügt werden:

1. Kopien von folgenden Dokumenten:

   a) dem Beschluss über die Aufstellung oder Änderung eines Bebauungsplans nach § 2 des Baugesetzbuchs, der in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung von Solaranlagen beschlossen worden ist,

   b) dem Offenlegungsbeschluss nach § 3 Absatz 2 des Baugesetzbuchs, der in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung von Solaranlagen ergangen ist,

   c) dem beschlossenen Bebauungsplan im Sinn des § 30 des Baugesetzbuchs, der in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung von Freiflächenanlagen aufgestellt oder geändert worden ist, oder

   d) in dem Fall, dass die Freiflächenanlagen auf einer Fläche errichtet werden sollen, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 durchgeführt worden ist, sofern kein Nachweis nach den Buchstaben a bis c erbracht worden ist, einen Planfeststellungsbeschluss, eine Plangenehmigung oder einen Beschluss über eine Planänderung, die zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung von Solaranlagen beschlossen worden ist, und

2. eine Erklärung des Bieters, dass sich der eingereichte Nachweis nach Nummer 1 auf den in dem Gebot angegebenen Standort der Solaranlagen bezieht.

(3) In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 darf die Gebotsmenge bei Geboten für Freiflächenanlagen pro Gebot eine zu installierende Leistung von 10 Megawatt nicht überschreiten.

§ 37a

Sicherheiten für Solaranlagen

Die Höhe der Sicherheit nach § 31 für Solaranlagen bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 50 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung. Diese Sicherheit unterteilt sich

1. in eine Erstsicherheit in Höhe von 5 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung, die bei Gebotsabgabe zu entrichten ist, und

2. in eine Zweitsicherheit in Höhe von 45 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung, die im Fall eines Zuschlags spätestens am zehnten Werktag nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags (materielle Ausschlussfrist) zusätzlich zur Erstsicherheit zu entrichten ist; diese Zweitsicherheit verringert sich auf 20 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung, wenn das Gebot einen Nachweis nach § 37 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 Buchstabe c oder Buchstabe d enthält.

§ 37b

Höchstwert für Solaranlagen

(1) Der Höchstwert für Strom aus Solaranlagen beträgt 8,91 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Höchstwert verringert oder erhöht sich ab dem 1. Februar 2017 monatlich entsprechend § 49 Absatz 1 bis 4.

§ 37c

Besondere Zuschlagsvoraussetzung für benachteiligte Gebiete; Verordnungsermächtigung für die Länder

(1) Die Bundesnetzagentur darf Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe i bei dem Zuschlagsverfahren für Solaranlagen nicht berücksichtigen und muss bei den Zuschlagsverfahren für Solaranlagen sicherstellen, dass es pro Kalenderjahr nicht mehr als zehn bezuschlagte Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h gibt. Zu diesem Zweck berücksichtigt sie über diese Anzahl hinausgehende Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h bei dem Zuschlagsverfahren nach § 32 nicht. Die Sätze 1 und 2 sind nicht für Gebote für Freiflächenanlagen in einem Land anzuwenden, wenn und soweit die Landesregierung eine Verordnung nach Absatz 2 erlassen hat.

(2) Die Landesregierungen werden ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass über Absatz 1 Satz 1 hinaus weitere Gebote, auch unbegrenzt, für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h oder i in ihrem Landesgebiet bezuschlagt werden können.

(3) Gebote, die nur aufgrund einer Rechtsverordnung nach Absatz 2 einen Zuschlag erhalten haben, muss die Bundesnetzagentur entsprechend kennzeichnen.

§ 37d

Rückgabe und Erlöschen von Zuschlägen für Solaranlagen

(1) Bieter dürfen Zuschläge für Solaranlagen ganz oder teilweise durch eine unbedingte und bis zur Einführung eines elektronischen Verfahrens nach § 30a Absatz 5 der Schriftform genügende Rückgabeerklärung gegenüber der Bundesnetzagentur zurückgeben.

(2) Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Solaranlagen,

1. wenn der Bieter die Zweitsicherheit nicht innerhalb der Frist nach § 37a Satz 2 Nummer 2 vollständig geleistet hat oder
2. soweit die Zahlungsberechtigung nach § 38 nicht spätestens 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags (materielle Ausschlussfrist) beantragt oder der Antrag abgelehnt worden ist.

(3) Erlischt der Zuschlag, weil die Zweitsicherheit nicht hinterlegt wird, erhöht die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen für den jeweils nächsten noch nicht bekanntgegebenen Gebotstermin um die entwertete Gebotsmenge.

§ 38

Zahlungsberechtigung für Solaranlagen

(1) Die Bundesnetzagentur stellt auf Antrag eines Bieters, dem mindestens ein Zuschlag erteilt worden ist, eine Zahlungsberechtigung für Solaranlagen aus.

(2) Der Antrag nach Absatz 1 muss die folgenden Angaben enthalten:

1. die Nummer, unter der die Solaranlagen im Register gemeldet worden ist, oder eine Kopie der Meldung an das Register,
2. die Art der Fläche, insbesondere ob die Anforderungen nach § 38a Absatz 1 Nummer 3 erfüllt sind,
3. die Angabe, in welchem Umfang die Anlage nicht auf einer baulichen Anlage er-richtet worden ist,
4. den Umfang der Gebotsmenge pro bezuschlagtem Gebot, der der Solaranlage zugeteilt werden soll, einschließlich der jeweils für die Gebote registrierten Zuschlagsnummern und
5. die Angabe des Bieters, dass er Betreiber der Solaranlagen ist.

§ 38a

Ausstellung von Zahlungsberechtigungen für Solaranlagen

(1) Die Zahlungsberechtigung für Solaranlagen darf nur ausgestellt werden,

1. wenn die Solaranlagen vor der Antragstellung, aber nach der Erteilung des Zuschlags in Betrieb genommen worden sind und der Bieter zum Zeitpunkt der Antragstellung der Anlagenbetreiber ist,
2. wenn für die Solaranlagen alle erforderlichen Angaben an das Register gemeldet worden sind oder diese Angaben im Rahmen des Antrags nach § 38 Absatz 1 gemeldet werden,
3. soweit für den Bieter eine entsprechende Gebotsmenge bezuschlagter Gebote besteht, die nicht bereits einer anderen Zahlungsberechtigung zugeordnet worden ist; hierbei dürfen nur die folgenden Gebotsmengen zugeteilt werden:
   a) die Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots, bei dem als Standort für die Solaranlagen eine Fläche nach § 37 Absatz 1 Nummer 1, 2 oder Nummer 3 Buchstabe a bis g angegeben worden ist, kann nur Solaranlagen zugeteilt werden, die sich auf einem dieser Standorte befinden,
   b) für Freiflächenanlagen auf Ackerland in einem benachteiligten Gebiet nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h, können nur Gebotsmengen eines Zuschlags zugeteilt werden, die sich auf eine solche Fläche bezogen, und
   c) die Gebotsmengen von Geboten, die nur aufgrund einer Verordnung nach § 37c Absatz 2 bezuschlagt wurden, dürfen nur für Freiflächenanlagen verwendet werden, die auf einer der in bezuschlagten Gebot benannten Flächenkategorien im Gebiet des Bundeslands das die Verordnung erlassen hat, errichtet worden sind,
4. soweit die für die Solaranlagen zuzuteilende Gebotsmenge die installierte Leistung der Solaranlagen nicht überschreitet,
5. soweit bei Freiflächenanlagen
   a) die installierte Leistung von 10 Megawatt nicht überschritten wird und
   b) sich die Anlagen nicht auf einer Fläche befinden, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinn des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist,
6. wenn die Zweitsicherheit bei der Bundesnetzagentur innerhalb der Frist nach § 37a Satz 2 Nummer 2 geleistet worden ist und
7. wenn bis zu dem Gebotstermin bei der Bundesnetzagentur die Gebühr nach der Anlage Nummer 2 zur Ausschreibungsgebührenverordnung geleistet worden ist.

(2) Die Bundesnetzagentur teilt dem Netzbetreiber, in dessen Netz der in den Solaranlagen erzeugte Strom eingespeist werden soll, die Ausstellung der Zahlungsberechtigung einschließlich der Nummern, unter denen die Anlage im Register registriert ist, unverzüglich nach der Ausstellung der Zahlungsberechtigung mit. Der Anspruch auf Zahlung nach § 19 besteht rückwirkend bis zum Tag der Inbetriebnahme, wenn die

Zahlungsberechtigung aufgrund eines Antrags ausgestellt wird, der spätestens drei Wochen nach der Inbetriebnahme der Anlage gestellt wurde.

(3) Der Netzbetreiber muss die Erfüllung der Anforderungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 3 und 5 sowie § 38 Absatz 2 Nummer 3 prüfen. Er kann hierfür die Vorlage entsprechender Nachweise verlangen. Soweit die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 85 getroffen hat, muss der Netzbetreiber entsprechende Nachweise verlangen und diese der Bundesnetzagentur auf Anforderung vorlegen. Der Netzbetreiber muss der Bundesnetzagentur das Ergebnis der Prüfung und die installierte Leistung der Solaranlage innerhalb eines Monats nach der Mitteilung nach Absatz 2 mitteilen.

(4) Ausgestellte Zahlungsberechtigungen sind den Solaranlagen verbindlich und dauerhaft zugeordnet. Sie dürfen nicht auf andere Anlagen übertragen werden.

§ 38b

Anzulegender Wert für Solaranlagen

(1) Die Höhe des anzulegenden Werts entspricht dem Zuschlagswert des bezuschlagten Gebots, dessen Gebotsmenge der Solaranlage zugeteilt worden ist.

(2) Solaranlagen, die aufgrund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls Solaranlagen an demselben Standort ersetzen, sind abweichend von § 3 Nummer 30 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Solaranlagen als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen anzusehen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind. Die Zahlungsberechtigung verliert im Zeitpunkt der Ersetzung ihre Wirksamkeit für die ersetzte Anlage und erfasst stattdessen die ersetzende Anlage.

Unterabschnitt 4

Ausschreibungen für Biomasseanlagen

§ 39

Gebote für Biomasseanlagen

(1) In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 müssen Biomasseanlagen, für die Gebote abgegeben werden, folgende Anforderungen erfüllen:

1. die Anlage darf im Zeitpunkt der Zuschlagserteilung noch nicht in Betrieb genommen worden sein,
2. die Baugenehmigung oder die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz muss für die Anlage, für die ein Gebot abgegeben wird, drei Wochen vor dem Gebotstermin erteilt worden sein,
3. die Anlage muss mit den erforderlichen Daten drei Wochen vor dem Gebotstermin als genehmigt an das Register gemeldet worden sein; die Meldefristen des Registers bleiben hiervon unberührt.

(2) Bieter müssen ihren Geboten in Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 folgende Angaben beifügen:

1. die Nummer, unter der die von der Genehmigung nach Absatz 1 Nummer 2 umfasste Anlage im Register gemeldet worden ist, oder eine Kopie der Meldung an das Register und
2. das Aktenzeichen der Genehmigung nach Absatz 1 Nummer 2, unter dem die Genehmigung der Anlage erteilt worden ist, sowie die Genehmigungsbehörde und deren Anschrift.

(3) Bieter müssen ihren Geboten in Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 folgende Nachweise beifügen:

1. die Eigenerklärung, dass die Genehmigung nach Absatz 1 Nummer 2 auf ihn ausgestellt worden ist, oder die Erklärung des Inhabers der entsprechenden Genehmigung, dass der Bieter das Gebot mit Zustimmung des Genehmigungsinhabers abgibt, und
2. eine Eigenerklärung des Inhabers der Genehmigung nach Absatz 1 Nummer 2, dass kein wirksamer Zuschlag aus einer früheren Ausschreibung für die Anlage besteht, für die das Gebot abgegeben worden ist.

(4) In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 dürfen Anlagen, für die ein Gebot abgegeben wird, eine zu installierende Leistung von 20 Megawatt nicht überschreiten. § 24 Absatz 1 ist entsprechend anzuwenden.

§ 39a

Sicherheiten für Biomasseanlagen

Die Höhe der Sicherheit nach § 31 für Biomasseanlagen bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 60 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung.

§ 39b

Höchstwert für Biomasseanlagen

(1) Der Höchstwert für Strom aus Biomasseanlagen beträgt im Jahr 2017 14,88 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Dieser Höchstwert verringert sich ab 1. Januar 2018 um 1 Prozent pro Jahr gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Höchstwert und wird auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe des Höchstwerts aufgrund einer erneuten Anpassung nach Satz 1 ist der nicht gerundete Wert zugrunde zu legen.

§ 39c

Ausschluss von Geboten für Biomasseanlagen

Die Bundesnetzagentur schließt Gebote für Biomasseanlagen von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn sie für eine in dem Gebot angegebene Biomasseanlage bereits einen Zuschlag erteilt hat, der zum Gebotstermin nicht entwertet worden ist.

§ 39d

Erlöschen von Zuschlägen für Biomasseanlagen

(1) Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Biomasseanlagen 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlage nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden ist.

(2) Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn

1. gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung nach § 39 Absatz 1 Nummer 2 nach der Erteilung des Zuschlags ein Rechtsbehelf Dritter rechtshängig geworden ist, und
2. die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung nach Nummer 1 in diesem Zusammenhang durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden ist.

Die Verlängerung soll höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden.

§ 39e

Änderungen nach Erteilung des Zuschlags für Biomasseanlagen

(1) Zuschläge sind den Biomasseanlagen, auf die sich die in dem Gebot angegebene Genehmigung bezieht, verbindlich und dauerhaft zugeordnet. Sie dürfen nicht auf andere Anlagen oder andere Genehmigungen übertragen werden.

(2) Wird die Genehmigung nach Erteilung des Zuschlags geändert, bleibt der Zuschlag auf die geänderte Genehmigung bezogen. Der Umfang des Zuschlags verändert sich dadurch nicht.

§ 39f

Einbeziehung bestehender Biomasseanlagen

(1) Abweichend von § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 und von § 39 Absatz 1 Nummer 1 können für Strom aus Biomasseanlagen, die erstmals vor dem 1. Januar 2017 ausschließlich mit Biomasse in Betrieb genommen worden sind (bestehende Biomasseanlagen), Gebote abgegeben werden, wenn der bisherige Zahlungsanspruch für Strom aus dieser Anlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage maßgeblichen Fassung zum Zeitpunkt der Ausschreibung nur noch für höchstens acht Jahre besteht.

(2) Erteilt die Bundesnetzagentur nach Absatz 1 einer bestehenden Biomasseanlage einen Zuschlag, tritt der Anspruch nach § 19 Absatz 1 ab dem ersten Tag eines durch den Anlagenbetreiber zu bestimmenden Kalendermonats für die Zukunft an die Stelle aller bisherigen Ansprüche nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage maßgeblichen Fassung. Der Anlagenbetreiber muss dem Netzbetreiber einen Kalendermonat mitteilen, der nicht vor dem dreizehnten und nicht nach dem siebenunddreißigsten Kalendermonat liegt, der auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgt. Die Mitteilung hat vor Beginn des Kalendermonats zu erfolgen, der dem nach Satz 2 mitzuteilenden Kalendermonat vorangeht. Wenn der Anlagenbetreiber keine Mitteilung nach Satz 2 macht, tritt der neue Anspruch am ersten Tag des siebenunddreißigsten Kalendermonats, der auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgt, an die Stelle der bisherigen Ansprüche.

(3) Die Anlage gilt als an dem Tag nach Absatz 2 neu in Betrieb genommen. Ab diesem Tag sind für diese Anlagen alle Rechte und Pflichten verbindlich, die für Anlagen gelten, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen worden sind.

(4) Der neue Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 2 besteht nur, wenn ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für einen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist und der Anlagenbetreiber diese Bescheinigung dem Netzbetreiber vorgelegt hat. Maßgeblich für einen bedarfsorientierten Betrieb sind

1. für Anlagen, die Biogas einsetzen, die Anforderungen nach § 39h Absatz 2 Satz 1 in Verbindung mit § 44b Absatz 1 und
2. für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, die Anforderungen nach § 39h Absatz 2 Satz 2.

(5) Die §§ 39 bis 39e sind mit den Maßgaben anzuwenden, dass

1. die Genehmigung nach § 39 Absatz 1 Nummer 2 für einen Zeitraum bis mindestens zum letzten Tag des elften Kalenderjahres, das auf den Gebotstermin folgt, erteilt worden sein muss,
2. der Bieter in Ergänzung zu § 39 Absatz 3 Eigenerklärungen beifügen muss, nach denen
   a) er Betreiber der Biomasseanlage ist und
   b) die Genehmigung nach § 39 Absatz 1 Nummer 2 die Anforderung nach Nummer 1 erfüllt, und

3. der Höchstwert nach § 39b Absatz 1 im Jahr 2017 16,9 Cent pro Kilowattstunde beträgt; dieser Höchstwert verringert sich ab 1. Januar 2018 um 1 Prozent pro Jahr, wobei § 39b Absatz 2 entsprechend anzuwenden ist, und

4. der Zuschlag in Ergänzung zu § 39d Absatz 1 sechs Monate nach dem Tag nach Absatz 2 erlischt, wenn der Anlagenbetreiber nicht bis zu diesem Zeitpunkt dem Netzbetreiber die Bescheinigung des Umweltgutachters nach Absatz 4 vorgelegt hat.

(6) Wenn eine bestehende Biomasseanlage einen Zuschlag erhält, ist ihr anzulegender Wert unabhängig von ihrem Zuschlagswert der Höhe nach begrenzt auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts für den in der jeweiligen Anlage erzeugten Strom in Cent pro Kilowattstunde nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage bisher maßgeblichen Fassung, wobei der Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangenen Kalenderjahre maßgeblich ist. Für die Ermittlung des Durchschnitts sind für jedes der drei Jahre der Quotient aus allen für die Anlage geleisteten Zahlungen und der im jeweiligen Jahr insgesamt vergüteten Strommenge zugrunde zu legen, sodann ist die Summe der nach dem vorstehenden Halbsatz ermittelten anzulegenden Werte durch drei zu teilen.

§ 39g

Dauer des Zahlungsanspruchs für Biomasseanlagen

(1) Abweichend von § 25 Satz 3 beginnt der Zeitraum nach § 25 Satz 1 für bestehende Biomasseanlagen nach § 39f Absatz 1 mit dem Tag nach § 39f Absatz 2 und für sonstige Biomasseanlagen spätestens 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags.

(2) Absatz 1 ist auch anzuwenden, wenn

1. die Inbetriebnahme der Biomasseanlage aufgrund einer Fristverlängerung nach § 39e Absatz 2 erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt,

2. für bestehende Biomasseanlagen die Bescheinigung nach § 39f Absatz 4 erst nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt wird.

(3) Abweichend von § 25 Satz 1 beträgt der Zahlungszeitraum für bestehende Biomasseanlagen 10 Jahre. Dieser Zeitraum kann nicht erneut nach § 39f verlängert werden.

§ 39h

Besondere Zahlungsvoraussetzungen für Biomasseanlagen

(1) Ein durch einen Zuschlag erworbener Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biogas besteht nur, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais

1. bei Anlagen, die im Jahr 2017 oder 2018 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 50 Masseprozent beträgt,

2. bei Anlagen, die im Jahr 2019 oder 2020 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 47 Masseprozent beträgt, und

3. bei Anlagen, die im Jahr 2021 oder 2022 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 44 Masseprozent beträgt.

Als Mais im Sinn von Satz 1 sind Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot anzusehen.

(2) Im Übrigen sind die §§ 44b und 44c entsprechend anzuwenden, wobei die Erfüllung der Anforderungen nach Absatz 1 in entsprechender Anwendung des § 44c Absatz 1 Nummer 1 und Absatz 2 jährlich durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nachzuweisen ist. Für Anlagen, die feste Biomasse

einsetzen, ist § 44b Absatz 1 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass der Anspruch nach § 19 Absatz 1 nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 80 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht.

Abschnitt 4
Gesetzliche Bestimmung der Zahlung

Unterabschnitt 1
Anzulegende Werte

§ 40
Wasserkraft

(1) Für Strom aus Wasserkraft beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,40 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 2 Megawatt 8,17 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 6,25 Cent pro Kilowattstunde,
4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 10 Megawatt 5,48 Cent pro Kilowattstunde,
5. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 5,29 Cent pro Kilowattstunde,
6. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 50 Megawatt 4,24 Cent pro Kilowattstunde und
7. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 50 Megawatt 3,47 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 besteht auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, wenn nach dem 31. Dezember 2016 durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Satz 1 ist auf nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen anzuwenden, wenn das Leistungsvermögen um mindestens 10 Prozent erhöht wurde. Anlagen nach den Sätzen 1 oder 2 gelten mit dem Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme als neu in Betrieb genommen.

(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen nach Absatz 2 mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt erzeugt wird, besteht ein Anspruch nach § 19 Absatz 1 nur für den Strom, der der Leistungserhöhung nach Absatz 2 Satz 1 oder Satz 2 zuzurechnen ist. Wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2017 eine installierte Leistung bis einschließlich 5 Megawatt aufwies, besteht für den Strom, der diesem Leistungsanteil entspricht, der Anspruch nach der bislang für die Anlage maßgeblichen Bestimmung.

(4) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 1 besteht nur, wenn die Anlage errichtet worden ist

1. im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder einer vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Stauanlage oder
2. ohne durchgehende Querverbauung.

(5) Die anzulegenden Werte nach Absatz 1 verringern sich ab dem 1. Januar 2018 jährlich jeweils für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen oder ertüchtigten Anlagen um 0,5 Prozent gegenüber den im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Werten und werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der anzulegenden Werte aufgrund einer erneuten Anpassung nach Satz 1 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen.

§ 41

Deponie-, Klär- und Grubengas

(1) Für Strom aus Deponiegas beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 8,17 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,66 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Für Strom aus Klärgas beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 6,49 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,66 Cent pro Kilowattstunde.

(3) Für Strom aus Grubengas beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 6,54 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 4,17 Cent pro Kilowattstunde und
3. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 5 Megawatt 3,69 Cent pro Kilowattstunde.

Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Satz 1 besteht nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.

(4) Die anzulegenden Werte nach den Absätzen 1 bis 3 verringern sich ab dem 1. Januar 2018 jährlich jeweils für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 1,5 Prozent gegenüber den im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Werten und werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der anzulegenden Werte aufgrund einer erneuten Anpassung nach Satz 1 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen.

§ 42

Biomasse

Für Strom aus Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung, für den der anzulegende Wert nach § 22 Absatz 6 gesetzlich bestimmt wird, beträgt dieser

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt 13,32 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 11,49 Cent pro Kilowattstunde und
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 10,29 Cent pro Kilowattstunde.

§ 43

Vergärung von Bioabfällen

(1) Für Strom aus Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinn der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung in dem jeweiligen Kalenderjahr von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent gewonnen worden ist, beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 14,88 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 13,05 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 1 besteht nur, wenn die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

§ 44

Vergärung von Gülle

Für Strom aus Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, beträgt der anzulegende Wert 23,14 Cent pro Kilowattstunde, wenn

1. der Strom am Standort der Biogaserzeugungsanlage erzeugt wird,
2. die installierte Leistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage insgesamt bis zu 75 Kilowatt beträgt und
3. zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird.

§ 44a

Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse

Die anzulegenden Werte nach den §§ 42 bis 44 verringern sich beginnend mit dem 1. April 2017 jeweils zum 1. April und 1. Oktober eines Jahres für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 0,5 Prozent gegenüber den in den jeweils vorangegangenen sechs Kalendermonaten geltenden anzulegenden Werten und werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der anzulegenden Werte aufgrund einer erneuten Anpassung nach Satz 1 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen.

§ 44b

Gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Gasen

(1) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biogas besteht für Strom, der in Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt erzeugt wird, nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Für den darüber hinausgehenden Anteil der in dem Kalenderjahr erzeugten Strommenge verringert sich der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in der Veräußerungsform der Marktprämie auf null und in den Veräußerungsformen einer Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

(2) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biomasse nach § 42 oder § 43 besteht ferner nur, soweit bei Anlagen, in denen Biomethan eingesetzt wird, der Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Für diesen Anspruch ist ab dem ersten Kalenderjahr, das auf seine erstmalige Inanspruchnahme folgt, jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr die Erfüllung der Voraussetzung nach Satz 1 nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik nachzuweisen. Bei der erstmaligen Geltendmachung des Anspruchs ist ferner die Eignung der Anlage zur Erfüllung der Voraussetzungen im Sinn von Satz 2 durch ein Gutachten eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung nachzuweisen.

(3) Die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik nach Absatz 2 Satz 2 wird vermutet, wenn die Anforderungen des Arbeitsblatts FW 308 „Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes“ des Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e. V. AGFW (Bundesanzeiger vom 19. Oktober 2015, nichtamtlicher Teil, Institutionelle Veröffentlichungen) nachgewiesen werden. Der Nachweis muss durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich

Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung erfolgen. Anstelle des Nachweises nach Satz 1 können für serienmäßig hergestellte KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 2 Megawatt geeignete Unterlagen des Herstellers vorgelegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen.

(4) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biomasse nach § 43 oder § 44 kann nicht mit dem Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit § 39 oder § 42 kombiniert werden.

(5) Aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas ist jeweils als Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas anzusehen,

1. soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Bundesgebiet in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und
2. wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind.

(6) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biomethan nach § 42 oder § 43 besteht auch, wenn das Biomethan vor seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz anhand der Energieerträge der zur Biomethanerzeugung eingesetzten Einsatzstoffe bilanziell in einsatzstoffbezogene Teilmengen geteilt wird. Die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge ist im Rahmen der Massenbilanzierung nach Absatz 5 Nummer 2 zu dokumentieren.

§ 44c

Sonstige gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Biomasse

(1) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biomasse besteht unbeschadet des § 44b nur,

1. wenn der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe nachweist, welche Biomasse und in welchem Umfang Speichergas oder Grubengas eingesetzt werden,
2. wenn in Anlagen flüssige Biomasse eingesetzt wird, für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist; flüssige Biomasse ist Biomasse, die zum Zeitpunkt des Eintritts in den Brenn- oder Feuerraum flüssig ist; Pflanzenölmethylester ist in dem Umfang als Biomasse anzusehen, der zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist.

(2) Für den Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biomasse nach § 42, § 43 oder § 44 ist ab dem ersten Kalenderjahr, das auf seine erstmalige Inanspruchnahme folgt, der Stromanteil aus flüssiger Biomasse nach Absatz 1 Nummer 2 durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr nachzuweisen.

(3) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biomasse verringert sich in dem jeweiligen Kalenderjahr insgesamt auf den Wert „MW_{EPEX}“ der Anlage 1 Nummer 2.1, wenn die Nachweisführung nicht in der nach Absatz 2 oder § 44b Absatz 2 Satz 2 oder 3 vorgeschriebenen Weise erfolgt ist.

(4) Soweit nach den Absätzen 1 oder 2 der Nachweis durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch von dem Anlagenbetreiber zu schwärzen.

§ 45

Geothermie

(1) Für Strom aus Geothermie beträgt der anzulegende Wert 25,20 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die anzulegenden Werte nach Absatz 1 verringern sich ab dem 1. Januar 2020 jährlich jeweils für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 5 Prozent gegenüber den im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Werten und werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der anzulegenden Werte aufgrund einer erneuten Anpassung nach Satz 1 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen.

§ 46

Windenergie an Land bis 2018

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen an Land, die vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen worden sind und deren anzulegender Wert nach § 22 Absatz 6 gesetzlich bestimmt wird, beträgt der anzulegende Wert 4,66 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,38 Cent pro Kilowattstunde. Diese Frist verlängert sich um einen Monat pro 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat pro 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung.

(3) Zehn Jahre nach Inbetriebnahme einer Anlage nach Absatz 1, spätestens aber ein Jahr vor dem Ende der nach Absatz 2 Satz 2 verlängerten Frist wird der Referenzertrag überprüft und die Frist nach Absatz 2 Satz 2 entsprechend angepasst. § 36h Absatz 2 Satz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden.

(4) Für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 50 Kilowatt wird für die Berechnung des anzulegenden Werts angenommen, dass ihr Ertrag 70 Prozent des Referenzertrags beträgt.

§ 46a

Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Windenergieanlagen an Land bis 2018

(1) Die anzulegenden Werte nach § 46 Absatz 1 und 2 verringern sich für die jeweils nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen

1. zum 1. April 2017 um 1,2 Prozent und
2. zum 1. Juni 2017 um 5 Prozent.

Danach verringern sie sich zum 1. Oktober 2017, 1. Januar 2018, 1. April 2018, 1. Juli 2018 und 1. Oktober 2018 für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 0,4 Prozent gegenüber den in den jeweils vorangegangenen drei Kalendermonaten geltenden anzulegenden Werten.

(2) Die Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 1 Satz 2 erhöht sich jeweils, wenn der Brutto-Zubau im Bezugszeitraum den Wert von 2 500 Megawatt

1. um bis zu 200 Megawatt überschreitet, auf 0,5 Prozent,
2. um mehr als 200 Megawatt überschreitet, auf 0,6 Prozent,
3. um mehr als 400 Megawatt überschreitet, auf 0,8 Prozent,
4. um mehr als 600 Megawatt überschreitet, auf 1,0 Prozent,
5. um mehr als 800 Megawatt überschreitet, auf 1,2 Prozent oder
6. um mehr als 1 000 Megawatt überschreitet, auf 2,4 Prozent.

(3) Die Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 1 Satz 2 verringert sich jeweils, wenn der Brutto-Zubau im Bezugszeitraum den Wert von 2 400 Megawatt

1. um bis zu 200 Megawatt unterschreitet, auf 0,3 Prozent,
2. um mehr als 200 Megawatt unterschreitet, auf 0,2 Prozent oder
3. um mehr als 400 Megawatt unterschreitet, auf null.

(4) Die nach Absatz 1 Satz 2 erfolgende Absenkung der anzulegenden Werte verringert sich auf null und es erhöhen sich die anzulegenden Werte nach § 46 gegenüber den im jeweils vorangegangenen Quartal geltenden anzulegenden Werten, wenn der Brutto-Zubau im Bezugszeitraum den Wert von 2 400 Megawatt

1. um mehr als 600 Megawatt unterschreitet, um 0,2 Prozent
2. um mehr als 800 Megawatt unterschreitet, um 0,4 Prozent.

(5) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 18. Monats und vor dem ersten Kalendertag des fünften Monats, der einem Zeitpunkt nach Absatz 2 vorangeht.

(6) Die anzulegenden Werte nach den Absätzen 1 bis 4 werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der anzulegenden Werte aufgrund einer erneuten Anpassung nach den Absätzen 1 bis 4 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen.

§ 46b

Windenergie an Land ab 2019

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen an Land, die nach dem 31. Dezember 2018 in Betrieb genommen worden sind, und deren anzulegender Wert nach § 22 Absatz 6 gesetzlich bestimmt wird, berechnet der Netzbetreiber den anzulegenden Wert nach § 36h Absatz 1, wobei der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den Gebotswerten für das jeweils höchste noch bezuschlagte Gebot aller Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr zu ersetzen ist. § 36h Absatz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden.

(2) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht den Durchschnitt aus den Gebotswerten für das jeweils höchste noch bezuschlagte Gebot aller Ausschreibungsrunden eines Jahres jeweils bis zum 31. Januar des darauf folgenden Kalenderjahres.

(3) § 46 Absatz 4 ist entsprechend anzuwenden.

§ 47

Windenergie auf See

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen auf See beträgt der anzulegende Wert 3,90 Cent pro Kilowattstunde. Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Satz 1 besteht nur für Windenergieanlagen auf See, die

1. vor dem 1. Januar 2017 eine unbedingte Netzanbindungszusage nach § 118 Absatz 12 des Energiewirtschaftsgesetzes oder Anschlusskapazitäten nach § 17d Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung erhalten haben und
2. vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind.

(2) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Windenergieanlage auf See 15,40 Cent pro Kilowattstunde (Anfangswert). Der Zeitraum nach Satz 1 verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 „Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer", Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 „Deutsche

Ostseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1:375 000[5)] dargestellte Küstenlinie. Die Wassertiefe ist ausgehend von dem Seekartennull zu bestimmen.

(3) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 beträgt der anzulegende Wert für Strom aus Windenergieanlagen auf See, die vor dem 1. Januar 2020 in Betrieb genommen worden sind, in den ersten acht Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 19,40 Cent pro Kilowattstunde, wenn dies der Anlagenbetreiber vor der Inbetriebnahme der Anlage von dem Netzbetreiber verlangt. In diesem Fall entfällt der Anspruch nach Absatz 2 Satz 1, während der Anspruch auf die Zahlung nach Absatz 2 Satz 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden ist, dass der Anfangswert im Zeitraum der Verlängerung 15,40 Cent pro Kilowattstunde beträgt.

(4) Ist die Einspeisung aus einer Windenergieanlage auf See länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17d Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich der Zeitraum, für den der Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie oder Einspeisevergütung nach den Absätzen 2 und 3 besteht, beginnend mit dem achten Tag der Störung um den Zeitraum der Störung. Satz 1 ist nicht anzuwenden, soweit der Betreiber der Windenergieanlage auf See die Entschädigung nach § 17e Absatz 1 oder Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Anspruch nimmt; in diesem Fall verkürzt sich der Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie oder Einspeisevergütung nach den Absätzen 2 und 3 um den Zeitraum der Verzögerung.

(5) Die anzulegenden Werte nach Absatz 2 und Absatz 3 Satz 2 verringern sich gegenüber den jeweils vorher geltenden anzulegenden Werten

1. um 0,5 Cent pro Kilowattstunde für Anlagen, die in den Jahren 2018 und 2019 in Betrieb genommen werden, und
2. um 1,0 Cent pro Kilowattstunde für Anlagen, die im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden.

(6) Die anzulegenden Werte nach Absatz 3 Satz 1 verringern sich für Anlagen, die in den Jahren 2018 und 2019 in Betrieb genommen werden, um 1,0 Cent pro Kilowattstunde.

(7) Für die Anwendung der Absätze 1, 3, 5 und 6 ist statt des Zeitpunkts der Inbetriebnahme der Zeitpunkt der Betriebsbereitschaft der Windenergieanlage auf See nach § 17e Absatz 2 Satz 1 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes maßgeblich, wenn die Netzanbindung nicht zu dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 9 des Energiewirtschaftsgesetzes fertiggestellt ist.

§ 48

Solare Strahlungsenergie

(1) Für Strom aus Solaranlagen, deren anzulegender Wert nach § 22 Absatz 6 gesetzlich bestimmt wird, beträgt dieser vorbehaltlich der Absätze 2 und 3 8,91 Cent pro Kilowattstunde, wenn die Anlage

1. auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist und das Gebäude oder die sonstige bauliche Anlage vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist,
2. auf einer Fläche errichtet worden ist, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist, oder
3. im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinn des § 30 des Baugesetzbuchs errichtet worden ist und
   a) der Bebauungsplan vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,

---

5) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Bernhard-Nocht-Straße 78, 20359 Hamburg und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

b) der Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinn der §§ 8 und 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen hat, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten, oder

c) der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Solaranlage aufgestellt oder geändert worden ist und sich die Anlage

   aa) auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und die Anlage in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist,

   bb) auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren, oder

   cc) auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet und diese Flächen zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinn des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden sind.

(2) Für Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Kilowatt 12,70 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 Kilowatt 12,36 Cent pro Kilowattstunde und
3. bis einschließlich einer installierten Leistung von 750 Kilowatt 11,09 Cent pro Kilowattstunde.

(3) Für Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude angebracht sind, das kein Wohngebäude ist und das im Außenbereich nach § 35 des Baugesetzbuchs errichtet worden ist, ist Absatz 2 nur anzuwenden, wenn

1. nachweislich vor dem 1. April 2012
   a) für das Gebäude der Bauantrag oder der Antrag auf Zustimmung gestellt oder die Bauanzeige erstattet worden ist,
   b) im Fall einer nicht genehmigungsbedürftigen Errichtung, die nach Maßgabe des Bauordnungsrechts der zuständigen Behörde zur Kenntnis zu bringen ist, für das Gebäude die erforderliche Kenntnisgabe an die Behörde erfolgt ist oder
   c) im Fall einer sonstigen nicht genehmigungsbedürftigen, insbesondere genehmigungs-, anzeige- und verfahrensfreien Errichtung mit der Bauausführung des Gebäudes begonnen worden ist,
2. das Gebäude im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer nach dem 31. März 2012 errichteten Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes steht oder
3. das Gebäude der dauerhaften Stallhaltung von Tieren dient und von der zuständigen Baubehörde genehmigt worden ist.

Im Übrigen ist Absatz 1 Nummer 1 anzuwenden.

(4) § 38b Absatz 2 Satz 1 ist entsprechend anzuwenden. Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 entfällt für die ersetzten Anlagen endgültig.

§ 49

Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus solarer Strahlungsenergie

(1) Die anzulegenden Werte nach § 48 verringern sich ab dem 1. Februar 2017 monatlich zum ersten Kalendertag eines Monats um 0,5 Prozent gegenüber den in dem jeweils vorangegangenen Kalendermonat

geltenden anzulegenden Werten. Die monatliche Absenkung nach Satz 1 wird jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober eines Jahres nach Maßgabe der Absätze 2 und 3 aufgrund des Brutto-Zubaus angepasst, wobei der im sechsmonatigen Bezugszeitraum nach Absatz 4 registrierte Brutto-Zubau auf ein Jahr hochzurechnen ist (annualisierter Brutto-Zubau).

(2) Die monatliche Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 1 Satz 2 erhöht sich, wenn der annualisierte Brutto-Zubau von Solaranlagen den Wert von 2 500 Megawatt

1. um bis zu 1 000 Megawatt überschreitet, auf 1,00 Prozent,
2. um mehr als 1 000 Megawatt überschreitet, auf 1,40 Prozent,
3. um mehr als 2 000 Megawatt überschreitet, auf 1,80 Prozent,
4. um mehr als 3 000 Megawatt überschreitet, auf 2,20 Prozent,
5. um mehr als 4 000 Megawatt überschreitet, auf 2,50 Prozent oder
6. um mehr als 5 000 Megawatt überschreitet, auf 2,80 Prozent.

(3) Die monatliche Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 1 Satz 2 verringert sich, wenn der annualisierte Brutto-Zubau von Solaranlagen den Wert von 2 500 Megawatt

1. um mehr als 200 Megawatt unterschreitet, auf 0,25 Prozent,
2. um mehr als 400 Megawatt unterschreitet, auf null,
3. um mehr als 800 Megawatt unterschreitet, auf null; die anzulegenden Werte nach § 48 erhöhen sich zum ersten Kalendertag des jeweiligen Quartals einmalig um 1,50 Prozent, oder
4. um mehr als 1 200 Megawatt unterschreitet, auf null; die anzulegenden Werte nach § 48 erhöhen sich zum ersten Kalendertag des jeweiligen Quartals einmalig um 3,00 Prozent.

(4) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des achten Monats und vor dem ersten Kalendertag des letzten Monats, der einem Zeitpunkt nach Absatz 1 vorangeht.

(5) Wenn die Summe der installierten Leistung der Solaranlagen, die im Register mit der Angabe registriert sind, dass für den Strom aus diesen Anlagen eine Zahlung nach § 19 in Anspruch genommen werden soll, und von Solaranlagen, die nach der Schätzung nach § 31 Absatz 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung als gefördert anzusehen sind, 52 000 Megawatt überschreitet, verringern sich die anzulegenden Werte nach § 48 zum ersten Kalendertag des zweiten auf die Überschreitung folgenden Kalendermonats auf null.

(6) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht für jeden Kalendermonat bis zum Ablauf des Folgemonats auf ihrer Internetseite

1. den Brutto-Zubau in diesem Kalendermonat,
2. den annualisierten Brutto-Zubau und
3. den jeweils anzulegenden Wert.

Unterabschnitt 2
Zahlungen für Flexibilität

§ 50
Zahlungsanspruch für Flexibilität

(1) Anlagenbetreiber haben gegen den Netzbetreiber einen Zahlungsanspruch nach Maßgabe des § 50a oder § 50b für die Bereitstellung installierter Leistung, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom

dem Grunde nach auch ein Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht; dieser Anspruch bleibt unberührt.

(2) § 24 Absatz 1, § 26 und § 27 sind entsprechend anzuwenden.

§ 50a

Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen

(1) Der Anspruch nach § 50 beträgt für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr (Flexibilitätszuschlag).

(2) Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag besteht nur, wenn der Anlagenbetreiber für den in § 44b Absatz 1 bestimmten Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge einen Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit § 39, § 42 oder § 43 in Anspruch nimmt und dieser Anspruch nicht nach § 52 verringert ist.

(3) Der Flexibilitätszuschlag kann für die gesamte Dauer des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 verlangt werden.

§ 50b

Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, können ergänzend zu einer Veräußerung des Stroms in den Veräußerungsformen einer Direktvermarktung von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen. Der Anspruch nach Satz 1 beträgt 130 Euro pro Kilowatt flexibel bereitgestellter zusätzlich installierter Leistung und Jahr, wenn die Voraussetzungen nach Anlage 3 Nummer I erfüllt sind. Die Höhe der Flexibilitätsprämie bestimmt sich nach Anlage 3 Nummer II. Für Strom aus Anlagen nach § 100 Absatz 4 sind die Sätze 1 bis 3 rückwirkend zum 1. August 2014 entsprechend anzuwenden. Wenn aufgrund von Satz 4 Korrekturen von Abrechnungen für die Jahre 2014 oder 2015 erforderlich werden, ist ergänzend zu § 62 ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber eine Kopie der Genehmigung oder Zulassung nach § 100 Absatz 4 sowie einen Nachweis über die Inbetriebnahme der Anlage vorlegt.

Abschnitt 5

Rechtsfolgen und Strafen

§ 51

Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

(1) Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der europäischen Strombörse European Power Exchange in Paris in der vortägigen Auktion an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.

(2) Wenn der Strom in einem Kalendermonat, in dem die Voraussetzungen nach Absatz 1 mindestens einmal erfüllt sind, in der Ausfallvergütung veräußert wird, muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber bei der Datenübermittlung nach § 71 Nummer 1 die Strommenge mitteilen, die er in dem Zeitraum eingespeist hat, in dem die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ gewesen sind; andernfalls verringert

sich der Anspruch in diesem Kalendermonat um 5 Prozent pro Kalendertag, in dem dieser Zeitraum ganz oder teilweise liegt.

(3) Die Absätze 1 und 2 sind nicht anzuwenden auf

1. Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt,
2. sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 Kilowatt, wobei § 24 Absatz 1 entsprechend anzuwenden ist,
3. Prototypen von Windenergieanlagen an Land und
4. Prototypen von Windenergieanlagen auf See nach § 3 Nummer 6 des Windenergie-auf-See-Gesetzes.

§ 52

Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Pflichtverstößen

(1) Der anzulegende Wert verringert sich auf null,

1. solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Register übermittelt haben und die Meldung nach § 71 noch nicht erfolgt ist,
2. solange und soweit Betreiber von im Register registrierten Anlagen die zur Meldung einer Erhöhung der installierten Leistung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Register übermittelt haben und die Meldung nach § 71 noch nicht erfolgt ist,
3. wenn Anlagenbetreiber gegen § 21b Absatz 2 Satz 1 zweiter Halbsatz oder Absatz 3 verstoßen,
4. wenn Betreiber von Anlagen, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibungen ermittelt wird, gegen § 27a verstoßen oder
5. solange bei Anlagen nach § 100 Absatz 3 Satz 2 der Nachweis nach § 100 Absatz 3 Satz 3 nicht erbracht ist.

Satz 1 Nummer 3 ist bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats anzuwenden, der auf die Beendigung des Verstoßes gegen § 21b Absatz 2 oder Absatz 3 folgt. Satz 1 Nummer 4 ist für das gesamte Kalenderjahr des Verstoßes anzuwenden.

(2) Der anzulegende Wert verringert sich auf den Monatsmarktwert,

1. solange Anlagenbetreiber gegen § 9 Absatz 1, 2, 5 oder Absatz 6 verstoßen,
2. wenn Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber die Zuordnung zu oder den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 1 nicht nach Maßgabe des § 21c übermittelt haben,
3. solange Anlagenbetreiber, die die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen, eine der Höchstdauern nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 erster Halbsatz überschreiten,
4. solange Anlagenbetreiber, die eine Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, gegen § 21 Absatz 2 verstoßen, mindestens jedoch für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem ein solcher Verstoß erfolgt ist, oder
5. wenn Anlagenbetreiber gegen eine Pflicht nach § 80 verstoßen.

Die Verringerung ist im Fall des Satzes 1 Nummer 2 bis zum Ablauf des Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt, im Fall des Satzes 1 Nummer 3 für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem ein solcher Verstoß erfolgt ist, und im Fall des Satzes 1 Nummer 5 für die Dauer des Verstoßes zuzüglich der darauf folgenden sechs Kalendermonate anzuwenden.

(3) Der anzulegende Wert verringert sich um jeweils 20 Prozent, wobei das Ergebnis auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet wird,

1. solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Register übermittelt haben, aber die Meldung nach § 71 erfolgt ist, oder
2. solange und soweit Anlagenbetreiber einer im Register registrierten Anlage eine Erhöhung der installierten Leistung der Anlage nicht nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93 übermittelt haben, aber die Meldung nach § 71 erfolgt ist.

(4) Anlagenbetreiber, die keinen Anspruch nach § 19 Absatz 1 geltend machen, verlieren, solange sie gegen § 9 Absatz 1, 2, 5 oder Absatz 6 oder gegen § 21b Absatz 3 verstoßen, den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung und den Anspruch auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 11; Betreiber von KWK-Anlagen verlieren in diesem Fall den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung und ihren Anspruch auf Zuschlagszahlung nach den §§ 6 bis 13 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, soweit ein solcher besteht, oder andernfalls ihren Anspruch auf vorrangigen Netzzugang.

§ 53

Verringerung der Einspeisevergütung

Die Höhe des Anspruchs auf die Einspeisevergütung berechnet sich aus den anzulegenden Werten, wobei von den anzulegenden Werten

1. 0,2 Cent pro Kilowattstunde für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, Deponie-, Klär- oder Grubengas abzuziehen sind oder
2. 0,4 Cent pro Kilowattstunde für Strom aus Solaranlagen oder aus Windenergieanlagen an Land oder auf See abzuziehen sind.

Abweichend von Satz 1 verringert sich der anzulegende Wert um 20 Prozent, wobei das Ergebnis auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet wird, solange die Ausfallvergütung in Anspruch genommen wird.

§ 53a

Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Windenergieanlagen an Land

(1) Der gesetzlich bestimmte anzulegende Wert verringert sich bei Windenergieanlagen an Land auf null, wenn der Einspeisewillige nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe c auf den gesetzlich bestimmten Anspruch nach § 19 Absatz 1 verzichtet hat. Der Anspruch auf eine durch Ausschreibung ermittelte Zahlung nach § 19 Absatz 1 bleibt unberührt.

(2) Die Bundesnetzagentur unterrichtet den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen werden soll, über den Verzicht nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe c.

§ 53b

Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Regionalnachweisen

Der anzulegende Wert für Strom, für den dem Anlagenbetreiber ein Regionalnachweis ausgestellt worden ist, verringert sich bei Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist, um 0,1 Cent pro Kilowattstunde.

§ 54

Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Ausschreibungen für Solaranlagen

(1) Der durch Ausschreibungen ermittelte anzulegende Wert verringert sich bei Solaranlagen um 0,3 Cent pro Kilowattstunde, soweit die Ausstellung der Zahlungsberechtigung für die Gebotsmenge, die der Solaranlage zugeteilt worden ist, erst nach Ablauf des 18. Kalendermonats beantragt worden ist, der auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgt. Werden einer Solaranlage Gebotsmengen von mehreren bezuschlagten Geboten zugeordnet, ist Satz 1 nur für den Zuschlagswert der bezuschlagten Gebote anzuwenden, deren Zuteilung zur Solaranlage erst nach Ablauf des 18. Kalendermonats beantragt worden ist.

(2) Wenn der Standort der Solaranlage nicht zumindest teilweise mit den im Gebot angegebenen Flurstücken übereinstimmt, verringert sich der anzulegende Wert nach § 38b ebenfalls um 0,3 Cent pro Kilowattstunde. Werden einer Solaranlage Gebotsmengen von mehreren bezuschlagten Geboten zugeordnet, verringert sich jeweils der Zuschlagswert der bezuschlagten Gebote, bei denen keine Übereinstimmung nach Satz 1 besteht, um 0,3 Cent pro Kilowattstunde.

§ 55

Pönalen

(1) Bei Geboten für Windenergieanlagen an Land nach § 36 müssen Bieter an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten,

1. soweit mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots für eine Windenergieanlage an Land nach § 35a entwertet werden oder
2. wenn die Windenergieanlage an Land mehr als 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist.

Die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 1 und 2 berechnet sich aus der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots

1. abzüglich der vor Ablauf des 24. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 10 Euro pro Kilowatt,
2. abzüglich der vor Ablauf des 26. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 20 Euro pro Kilowatt oder
3. abzüglich der vor Ablauf des 28. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 30 Euro pro Kilowatt.

(2) Bei Geboten für Windenergieanlagen an Land nach § 36g Absatz 1 müssen Bieter abweichend von Absatz 1 an den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten,

1. soweit mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots für eine Windenergieanlage an Land nach § 35a entwertet werden oder
2. wenn die Windenergieanlage an Land mehr als 48 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist.

Wenn und soweit ein Zuschlag, der auf ein Gebot nach § 36g Absatz 1 erteilt worden ist, nach § 35a entwertet wird, weil die Bürgerenergiegesellschaft die Zuordnung des Zuschlags nicht innerhalb der Frist nach § 36g Absatz 3 Satz 2 bei der Bundesnetzagentur beantragt hat, berechnet sich die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 1 aus der entwerteten Gebotsmenge multipliziert mit 15 Euro pro Kilowatt. Im Übrigen berechnet sich die Höhe der Pönale nach Satz 1 aus der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots

1. abzüglich der vor dem 48. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 10 Euro pro Kilowatt,

2. abzüglich der vor dem 50. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 20 Euro pro Kilowatt,

3. abzüglich der vor dem 52. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 30 Euro pro Kilowatt.

(3) Bei Geboten für Solaranlagen müssen Bieter an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten,

1. wenn ein Zuschlag für eine Solaranlage nach § 37d Absatz 2 Nummer 1 erlischt, weil die Zweitsicherheit nicht rechtzeitig und vollständig geleistet worden ist, oder

2. soweit mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots für eine Solaranlage nach § 35a entwertet werden.

Die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 1 entspricht der nach § 37a Satz 2 Nummer 1 für das Gebot zu leistenden Erstsicherheit. Die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 2 berechnet sich aus der entwerteten Gebotsmenge multipliziert mit 50 Euro pro Kilowatt. Die Pönale verringert sich für Bieter, deren Zweitsicherheit nach § 37a Satz 2 Nummer 2 zweiter Halbsatz verringert ist, auf 25 Euro pro Kilowatt.

(4) Bei Geboten für Biomasseanlagen, die keine bestehenden Biomasseanlagen nach § 39f sind, müssen Bieter an den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten,

1. soweit mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots für eine Biomasseanlage nach § 35a entwertet werden oder

2. wenn eine Biomasseanlage mehr als 18 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist.

Die Höhe der Pönale berechnet sich aus der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots

1. abzüglich der vor Ablauf des 18. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 20 Euro pro Kilowatt,

2. abzüglich der vor Ablauf des 20. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 40 Euro pro Kilowatt, oder

3. abzüglich der vor Ablauf des 22. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 60 Euro pro Kilowatt.

(5) Bei Geboten für bestehende Biomasseanlagen nach § 39f müssen Bieter an den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten,

1. soweit mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots für eine Biomasseanlage nach § 35a entwertet werden oder

2. wenn der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber die Bescheinigung des Umweltgutachters nach § 39f Absatz 4 nicht bis zum Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt hat.

Die Höhe der Pönale berechnet sich aus der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots

1. multipliziert mit 20 Euro pro Kilowatt, wenn der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber die Bescheinigung des Umweltgutachters nach § 39f Absatz 4 nicht bis zum Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt hat,

2. multipliziert mit 40 Euro pro Kilowatt, wenn der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber die Bescheinigung des Umweltgutachters nach § 39f Absatz 4 nicht spätestens zwei Monate nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt hat, und

3. multipliziert mit 60 Euro pro Kilowatt, wenn der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber die Bescheinigung des Umweltgutachters nach § 39f Absatz 4 mehr als vier Monate nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt hat.

(6) Die Forderung nach den Absätzen 1 bis 5 muss durch Überweisung eines entsprechenden Geldbetrags auf ein Geldkonto des Übertragungsnetzbetreibers erfüllt werden. Dabei ist die Zuschlagsnummer des Gebots zu übermitteln, für das die Pönale geleistet wird.

(7) Der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber darf sich hinsichtlich der Forderungen nach den Absätzen 1 bis 5 aus der jeweils für das Gebot hinterlegten Sicherheit befriedigen, wenn der Bieter die Forderung nicht vor Ablauf des zweiten Kalendermonats erfüllt hat, der auf die Entwertung der Gebotsmenge folgt.

(8) Die Bundesnetzagentur teilt dem Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich folgende für die Inanspruchnahme der Pönalen erforderliche Angaben mit:

1. die nach § 32 Absatz 2 registrierten Angaben des Gebots,
2. den Zeitpunkt der Bekanntgabe der Zuschläge und Zuschlagswerte für das Gebot,
3. die Höhe der vom Bieter für das Gebot geleisteten Sicherheit,
4. die Rückgabe von Zuschlägen für das Gebot,
5. das Erlöschen des Zuschlags,
6. die Rücknahme und den Widerruf des Zuschlags und
7. die Rücknahme und den Widerruf einer Zahlungsberechtigung, sofern der Solaranlage Gebotsmengen zugeteilt worden sind und der im Gebot angegebene Standort der Solaranlage in der jeweiligen Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers liegt.

§ 55a

Erstattung von Sicherheiten

(1) Die Bundesnetzagentur gibt unverzüglich die hinterlegten Sicherheiten für ein bestimmtes Gebot zurück, wenn der Bieter

1. dieses Gebot nach § 30a Absatz 3 zurückgenommen hat,
2. für dieses Gebot keinen Zuschlag nach § 32 erhalten hat oder
3. für dieses Gebot eine Pönale nach § 55 geleistet hat.

(2) Die Bundesnetzagentur erstattet die hinterlegten Sicherheiten für ein bestimmtes Gebot auch, soweit der Netzbetreiber

1. für eine Solaranlage eine Bestätigung nach § 38a Absatz 3 an die Bundesnetzagentur übermittelt hat oder
2. für eine Windenergieanlage an Land oder eine Biomasseanlage eine Bestätigung nach § 7 Absatz 3 der Anlagenregisterverordnung oder eine entsprechende Bestätigung nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 111f des Energiewirtschaftsgesetzes übermittelt hat.

Sind nicht mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots entwertet worden, erstattet die Bundesnetzagentur die Sicherheit in voller Höhe.“.

7. § 56 Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

   „2. für den gesamten Strom, für den sie Zahlungen an die Anlagenbetreiber leisten, das Recht, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen.“.

8. § 57 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 wird die Angabe „§ 52“ durch die Angabe „§ 50“ und werden die Wörter „finanziellen Förderungen“ durch die Wörter „Zahlungen abzüglich der Rückzahlungen nach den §§ 36h Absatz 2, 46 Absatz 3 und 46b Absatz 1“ ersetzt.

b) In Absatz 2 Satz 1 werden die Wörter „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie“ durch das Wort „Solaranlagen“ ersetzt.

c) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Zahlt ein Übertragungsnetzbetreiber dem Netzbetreiber mehr als in Teil 3 vorgeschrieben, muss er den Mehrbetrag zurückfordern. Die Pflicht zur Rückforderung besteht nicht, soweit die Zahlung in Übereinstimmung mit dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle nach § 81 Absatz 4 Nummer 1 erfolgt ist; dies gilt auch dann, wenn der Übertragungsnetzbetreiber selbst nicht Partei eines solchen Verfahrens war. Der Rückforderungsanspruch verjährt mit Ablauf des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres; die Pflicht nach Satz 1 erlischt insoweit. Die Sätze 1 bis 3 sind im Verhältnis von aufnehmendem Netzbetreiber und Anlagenbetreiber entsprechend anzuwenden. § 27 Absatz 1 ist auf Ansprüche nach Satz 4 nicht anzuwenden. Beruht die Rückforderung des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber auf der Anwendung einer in anderer Sache ergangenen höchstrichterlichen Entscheidung, so kann der Netzbetreiber bis zum Tag dieser Entscheidung auf den Rückzahlungsanspruch verzichten, soweit die Zahlung in Übereinstimmung mit dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle nach § 81 Absatz 5 erfolgt ist. Hat der Netzbetreiber nach Satz 6 gegenüber dem Anlagenbetreiber auf den Rückerstattungsanspruch verzichtet, ist ein Anspruch des Übertragungsnetzbetreibers gegen den Netzbetreiber auf Rückzahlung ausgeschlossen.“

9. § 58 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden die Wörter „nach § 19 finanziell geförderten Strommengen“ durch die Wörter „Strommengen, für die sie Zahlungen nach § 19 Absatz 1 leisten, oder Rückzahlungen nach den §§ 36h Absatz 2, 46 Absatz 3 und 46b Absatz 1 erhalten“ ersetzt.

bb) In Nummer 2 werden die Wörter „von finanziellen Förderungen nach § 19 oder § 52“ durch die Wörter „nach § 19 oder § 50“ ersetzt.

b) In Absatz 2 werden die Wörter „nach § 19 oder § 57 finanziell gefördert“ durch die Wörter „für die sie nach § 19 Absatz 1 oder § 57 gezahlt“ ersetzt.

c) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird die Angabe „und 52“ durch die Angabe „und 50“ ersetzt.

bb) In Satz 2 werden jeweils die Wörter „finanziellen Förderung“ durch das Wort „Zahlung“ ersetzt.

10. § 60 wird wie folgt geändert:

a) Dem Absatz 1 werden die folgenden Sätze angefügt:

„Es wird widerleglich vermutet, dass Strommengen, die aus einem beim Übertragungsnetzbetreiber geführten Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegeben werden, von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher geliefert werden. Der Inhaber des betreffenden Bilanzkreises haftet für die EEG-Umlage mit dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gesamtschuldnerisch.“

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In den Sätzen 1 und 2 werden jeweils die Wörter „nach Absatz 1“ durch die Wörter „der EEG-Umlage“ ersetzt.

bb) In Satz 3 werden die Wörter „dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ durch die Wörter „dem Bilanzkreisverantwortlichen, in dessen Bilanzkreis die betroffenen Strommengen geführt werden,“ ersetzt.

c) Absatz 3 wird aufgehoben.

d) Absatz 4 wird Absatz 3.

11. Nach § 60 wird folgender § 60a eingefügt:

„§ 60a

EEG-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen

Die Übertragungsnetzbetreiber können für Strom, der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen an einen Letztverbraucher geliefert wird, die EEG-Umlage abweichend von § 60 Absatz 1 Satz 1 von dem Letztverbraucher verlangen, wenn und soweit der Letztverbraucher den Strom an einer Abnahmestelle verbraucht, an der die EEG-Umlage nach § 63 oder § 103 begrenzt ist; die EEG-Umlage kann nur nach Maßgabe der Begrenzungsentscheidung verlangt werden. Im Übrigen sind die Bestimmungen dieses Gesetzes zur EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf Letztverbraucher, die nach Satz 1 zur Zahlung verpflichtet sind, entsprechend anzuwenden.“

12. § 61 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 werden die Wörter „nach § 5 Nummer 1“ gestrichen.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 3 werden die Wörter „keine finanzielle Förderung nach Teil 3 in Anspruch nimmt“ durch die Wörter „keine Zahlung nach § 19 Absatz 1 oder § 50 in Anspruch nimmt“ ersetzt.

bb) In Nummer 4 wird die Angabe „§ 32“ durch die Angabe „§ 24“ ersetzt.

13. Nach § 61 wird folgender § 61a eingefügt:

„§ 61a

Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage

(1) Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage, wenn

1. dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Einspeisung von Strom in das Netz entnommen wird oder

2. für den gesamten Strom, der dem Speicher entnommen wird, die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird.

(2) Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage entfällt auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 44b Absatz 5 Nummer 1 und 2 zur Stromerzeugung eingesetzt und auf den Strom die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird.

(3) Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage entfällt ferner für Strom, der an Netzbetreiber zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung geliefert wird.“

14. § 62 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „finanziellen Förderungen“ durch das Wort „Zahlungsansprüche“ ersetzt.

b) In Nummer 3 wird das Wort „den“ durch das Wort „dem“ ersetzt.

c) In Nummer 5 wird das Wort „oder“ durch ein Komma ersetzt.

d) In Nummer 6 wird der Punkt am Ende durch das Wort „oder“ ersetzt.

e) Folgende Nummer 7 wird angefügt:

„7. aus einer nach § 26 Absatz 2 zu einem späteren Zeitpunkt fällig gewordenen Zahlung.“

15. § 64 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 4 werden die Sätze 5 bis 7 aufgehoben.

b) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

aa) In dem Satzteil vor Nummer 1 wird das Wort „ist“ durch die Wörter „ist oder sind“ ersetzt.

bb) In Nummer 2 wird das Wort „und“ am Ende gestrichen.

cc) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 2a eingefügt:

„2a. „neu gegründete Unternehmen“ Unternehmen, die mit nahezu vollständig neuen Betriebsmitteln ihre Tätigkeit erstmals aufnehmen; sie dürfen nicht durch Umwandlung entstanden sein; neue Betriebsmittel liegen vor, wenn ein Unternehmen ohne Sachanlagevermögen neues Sachanlagevermögen erwirbt oder schafft; es wird unwiderleglich vermutet, dass der Zeitpunkt der Neugründung der Zeitpunkt ist, an dem erstmals Strom zu Produktionszwecken verbraucht wird, und“.

16. In § 67 Absatz 2 werden nach dem Wort „schriftlich“ die Wörter „oder elektronisch“ eingefügt.

17. § 69 wird durch die folgenden §§ 69 und 69a ersetzt:

„§ 69

Mitwirkungs- und Auskunftspflicht

(1) Unternehmen und Schienenbahnen, die eine Entscheidung nach § 63 beantragen oder erhalten haben, müssen bei der Evaluierung und Fortschreibung der §§ 63 bis 68 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle oder deren Beauftragte mitwirken. Sie müssen auf Verlangen erteilen:

1. Auskunft über sämtliche von ihnen selbst verbrauchten Strommengen, auch solche, die nicht von der Begrenzungsentscheidung erfasst sind, um eine Grundlage für die Entwicklung von Effizienzanforderungen zu schaffen,
2. Auskunft über mögliche und umgesetzte effizienzsteigernde Maßnahmen, insbesondere Maßnahmen, die durch den Betrieb des Energie- oder Umweltmanagementsystems oder eines alternativen Systems zur Verbesserung der Energieeffizienz aufgezeigt wurden,
3. Auskunft über sämtliche Bestandteile der Stromkosten des Unternehmens, soweit dies für die Ermittlung durchschnittlicher Strompreise für Unternehmen mit ähnlichen Stromverbräuchen erforderlich ist, und
4. weitere Auskünfte, die zur Evaluierung und Fortschreibung der §§ 63 bis 68 erforderlich sind.

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle kann die Art der Auskunftserteilung nach Satz 2 näher ausgestalten.

(2) Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ist berechtigt, die für die Antragsbearbeitung erhobenen Daten und die nach Absatz 1 Satz 2 erhobenen Daten dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu Zwecken der Rechts- und Fachaufsicht sowie zu Zwecken der Evaluierung und Fortschreibung der §§ 63 bis 68 zu übermitteln. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie darf die nach Satz 1 erlangten Daten an beauftragte Dritte zu Zwecken der Evaluierung nach § 97 übermitteln. Daten, die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse darstellen, dürfen an beauftragte Dritte nur übermittelt werden, wenn ein Bezug zu dem Unternehmen nicht mehr hergestellt werden kann. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ist berechtigt, den Namen, die Branchenzuordnung, die Postleitzahl und den Ort des begünstigten Unternehmens und der begünstigten Abnahmestelle zu veröffentlichen.

§ 69a

Mitteilungspflicht der Behörden der Zollverwaltung

Die Behörden der Zollverwaltung sind verpflichtet, dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Ersuchen die für die Berechnung der Bruttowertschöpfung erforderlichen Informationen einschließlich personenbezogener Daten mitzuteilen."

18. § 71 Nummer 1 und 2 wird durch die folgenden Nummern 1 bis 3 ersetzt:

„1. bis zum 28. Februar eines Jahres alle für die Endabrechnung des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres erforderlichen Daten anlagenscharf zur Verfügung stellen,

2. mitteilen, ob und inwieweit für den in der Anlage erzeugten Strom

   a) eine Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 des Stromsteuergesetzes in Anspruch genommen wird und ihn über entsprechende Änderungen informieren,

   b) Regionalnachweise ausgestellt worden sind, wenn der anzulegende Wert der Anlage gesetzlich bestimmt ist, und

3. bei Biomasseanlagen die Art und Menge der Einsatzstoffe sowie Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach §§ 39h, 43 Absatz 2 oder 44b Absatz 2 Satz 1 oder zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 44 Nummer 3 in der für die Nachweisführung nach den §§ 39h Absatz 2, 44b und 44c vorgeschriebenen Weise übermitteln."

19. § 72 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

   „(1) Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, müssen ihrem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber

   1. die folgenden Angaben unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, zusammengefasst übermitteln:

      a) die tatsächlich geleisteten Zahlungen für Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas nach § 19 Absatz 1 und die Bereitstellung von installierter Leistung nach § 50 in der für die jeweilige Anlage geltenden Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,

      b) die von den Anlagenbetreibern erhaltenen Meldungen nach § 21c Absatz 1, jeweils gesondert für die verschiedenen Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 1,

      c) bei Wechseln in die Ausfallvergütung zusätzlich zu den Angaben nach Buchstabe b den Energieträger, aus dem der Strom in der jeweiligen Anlage erzeugt wird, die installierte Leistung der Anlage sowie die Dauer, seit der die betreffende Anlage diese Veräußerungsform nutzt,

      d) die Kosten für die Nachrüstung nach § 57 Absatz 2 in Verbindung mit der Systemstabilitätsverordnung, die Anzahl der nachgerüsteten Anlagen und die von ihnen erhaltenen Angaben nach § 71 sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben,

   2. bis zum 31. Mai eines Jahres mittels Formularvorlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite zur Verfügung stellt, in elektronischer Form die Endabrechnung für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr sowohl für jede einzelne Anlage als auch zusammengefasst vorlegen; § 24 Absatz 3 ist entsprechend anzuwenden; bis zum 31. Mai eines Jahres ist dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber ein Nachweis über die nach § 57 Absatz 2 Satz 1 zu ersetzenden Kosten vorzulegen; spätere Änderungen der Ansätze sind dem Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich mitzuteilen und bei der nächsten Abrechnung zu berücksichtigen."

   b) In Absatz 2 werden in dem Satzteil vor Nummer 1 die Wörter „finanzieller Förderungen" gestrichen.

20. In § 74 Satz 4 werden nach den Wörtern „nach Satz 2 zur Verfügung stellen" die Wörter „, die den Vorgaben des Bundesdatenschutzgesetzes genügen" gestrichen.

21. In § 76 Absatz 2 Satz 2 wird die Angabe „§§ 97 bis 99“ durch die Angabe „§§ 97 und 98“ ersetzt.

22. § 77 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

      aa) In Satz 1 werden die Wörter „Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ durch das Wort „Übertragungsnetzbetreiber“ ersetzt.

      bb) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

      „Der Standort von Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt ist nur mit der Postleitzahl und dem Gemeindeschlüssel anzugeben.“

   b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

   „(2) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die Zahlungen nach § 57 Absatz 1 und die vermarkteten Strommengen nach § 59 sowie die Angaben nach § 72 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismusverordnung auf einer gemeinsamen Internetseite in nicht personenbezogener Form veröffentlichen.“

   c) In Absatz 3 werden die Wörter „finanziellen Förderungen“ durch das Wort „Zahlungen“ ersetzt und das Wort „geförderten“ durch die Wörter „kaufmännisch abgenommenen“ ersetzt.

   d) In Absatz 4 werden die Wörter „auf Grund der Rechtsverordnung nach § 93“ durch die Wörter „in dem Register“ ersetzt.

23. § 78 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 Satz 1 werden nach den Wörtern „Erneuerbare Energien,“ die Wörter „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Wörter „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt.

   b) In Absatz 3 Satz 1 werden die Wörter „finanzielle Förderung nach § 19 Absatz 1 in Anspruch genommen wurde“ durch die Wörter „Zahlung nach § 19 Absatz 1 erfolgte“ ersetzt.

   c) In Absatz 4 werden nach den Wörtern „erneuerbaren Energien,“ die Wörter „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Wörter „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt.

   d) In Absatz 5 Satz 3 werden nach den Wörtern „Erneuerbare Energien,“ die Wörter „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Wörter „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt.

   e) In Absatz 6 werden nach den Wörtern „erneuerbaren Energien,“ die Wörter „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Wörter „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt.

24. § 79 wird durch die folgenden §§ 79 und 79a ersetzt:

„§ 79

Herkunftsnachweise

(1) Das Umweltbundesamt

1. stellt Anlagenbetreibern auf Antrag Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus, für den keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen wird,

2. überträgt auf Antrag Herkunftsnachweise, und

3. entwertet Herkunftsnachweise.

(2) Ausstellung, Übertragung und Entwertung erfolgen elektronisch und nach Maßgabe der Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung. Das Umweltbundesamt ergreift geeignete Maßnahmen, um die Herkunftsnachweise vor Missbrauch zu schützen.

(3) Für Strom aus erneuerbaren Energien, der außerhalb des Bundesgebiets erzeugt worden ist, erkennt das Umweltbundesamt auf Antrag nach Maßgabe der Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung ausländische Herkunftsnachweise an. Ausländische Herkunftsnachweise können nur anerkannt werden, wenn sie mindestens die Vorgaben des Artikels 15 Absatz 6 und 9 der Richtlinie 2009/28/EG erfüllen. In diesem Umfang obliegt dem Umweltbundesamt auch der Verkehr mit den zuständigen Ministerien und Behörden anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union und von Drittstaaten sowie mit Organen der Europäischen Union. Strom, für den ein Herkunftsnachweis nach Satz 1 anerkannt worden ist, gilt als Strom, der nach § 21a auf sonstige Weise direkt vermarktet wird.

(4) Das Umweltbundesamt betreibt eine elektronische Datenbank, in der die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen registriert werden (Herkunftsnachweisregister).

(5) Herkunftsnachweise werden jeweils für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strommenge von einer Megawattstunde ausgestellt. Für jede erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Megawattstunde Strom wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt.

(6) Das Umweltbundesamt kann von Personen, die das Herkunftsnachweisregister nutzen, die Übermittlung insbesondere folgender Angaben an das Herkunftsnachweisregister verlangen:

1. Angaben zur Person und Kontaktdaten,
2. die Umsatzsteuer-Identifikationsnummer, sofern vorhanden,
3. den Standort, den Typ, die installierte Leistung, den Zeitpunkt der Inbetriebnahme und, sofern vorhanden, den EEG-Anlagenschlüssel der Anlage,
4. den Energieträger, aus dem der Strom erzeugt wird,
5. die Angabe, ob, in welcher Art und in welchem Umfang
   a) für die Anlage, in der der Strom erzeugt wurde, Investitionsbeihilfen geleistet wurden,
   b) der Anlagenbetreiber für die Strommenge eine Zahlung nach § 19 oder § 50 beansprucht hat, und
6. die Nummer der Messeinrichtung oder der Messstelle am Netzverknüpfungspunkt sowie die Bezeichnung und den Ort der Zählpunkte, über die der in der Anlage erzeugte Strom bei der Einspeisung in das Netz zähltechnisch erfasst wird.

(7) Herkunftsnachweise sind keine Finanzinstrumente im Sinn des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes.

§ 79a

Regionalnachweise

(1) Das Umweltbundesamt

1. stellt Anlagenbetreibern auf Antrag Regionalnachweise für direkt vermarkteten Strom aus erneuerbaren Energien aus,
2. überträgt auf Antrag Regionalnachweise und
3. entwertet Regionalnachweise.

(2) Ausstellung, Übertragung und Entwertung erfolgen elektronisch und nach Maßgabe der Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung. Das Umweltbundesamt ergreift geeignete Maßnahmen, um die Regionalnachweise vor Missbrauch zu schützen.

(3) Für Strom aus Anlagen außerhalb des Bundesgebiets, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung nach § 5 Absatz 2 Satz 2 erhalten haben, kann das Umweltbundesamt Regionalnachweise nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 ausstellen, sofern der Strom an einen Letztverbraucher im Bundesgebiet geliefert wird.

(4) Das Umweltbundesamt richtet eine elektronische Datenbank ein, in der die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen registriert werden (Regionalnachweisregister). Das Umweltbundesamt darf das Regionalnachweisregister gemeinsam mit dem Herkunftsnachweisregister in einer elektronischen Datenbank betreiben.

(5) Regionalnachweise werden jeweils für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strommenge von einer Kilowattstunde ausgestellt. Für jede erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom wird nicht mehr als ein Regionalnachweis ausgestellt. Regionalnachweise dürfen nur entlang der vertraglichen Lieferkette des Stroms, für den sie ausgestellt worden sind, übertragen werden.

(6) Das Umweltbundesamt entwertet auf Antrag einen Regionalnachweis, wenn er für Strom aus einer Anlage ausgestellt worden ist, die sich in der Region des belieferten Letztverbrauchers befindet. Die Region des belieferten Letztverbrauchers umfasst alle Postleitzahlengebiete, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um das Postleitzahlengebiet befinden, in dem der Letztverbraucher den Strom verbraucht. Das Umweltbundesamt bestimmt und veröffentlicht für jedes Postleitzahlengebiet, in dem Strom verbraucht wird, welche weiteren Postleitzahlengebiete zu der Region gehören. Dabei soll das Umweltbundesamt abweichend von Satz 2 auch auf die gesamte Gemeinde, in der der Letztverbraucher den Strom verbraucht, abstellen, wenn die Gemeinde mehrere Postleitzahlengebiete umfasst.

(7) Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen meldet für jede Region, für die es Regionalnachweise nutzen will, bis zum 28. Februar eines Jahres für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr an das Umweltbundesamt:

1. die Strommenge, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen an seine Letztverbraucher in dieser Region geliefert hat und nach § 78 in der Stromkennzeichnung als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ ausweisen muss, und
2. die Regionalnachweise, die es für diese Region entwerten lassen will.

(8) In dem Umfang, in dem ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen Regionalnachweise nach Absatz 7 Nummer 2 entwerten lässt, darf es in der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes gegenüber Letztverbrauchern ausweisen, zu welchen Anteilen der Strom, den das Unternehmen nach § 78 Absatz 1 als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ kennzeichnen muss, in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist. Wenn ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen mehr Regionalnachweise entwerten lässt, als es der Strommenge aus „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ entspricht, die es an Letztverbraucher in der betreffenden Region geliefert hat, kann es die darüber hinaus gehenden Regionalnachweise nicht zur Stromkennzeichnung nutzen.

(9) § 79 Absatz 6 ist entsprechend anzuwenden. In Ergänzung zu Satz 1 kann

1. das Umweltbundesamt von Personen, die das Regionalnachweisregister nutzen, Auskunft verlangen über die vertragliche Lieferkette für Strom, für den Regionalnachweise ausgestellt werden sollen, insbesondere über die an der Lieferkette beteiligten Personen und die betreffende Strommenge,
2. der Netzbetreiber vom Umweltbundesamt Auskunft verlangen, ob und in welchem Umfang einem Anlagenbetreiber Regionalnachweise ausgestellt worden sind.

(10) § 79 Absatz 7 ist entsprechend anzuwenden.“

25. § 80 wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 1 Satz 2 und 3 wird jeweils die Angabe „§ 20“ durch die Angabe „§ 21b“ ersetzt.
    b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
        aa) In Satz 1 werden die Wörter „finanzielle Förderung“ durch das Wort „Zahlung“ und die Wörter „in Anspruch nehmen“ durch das Wort „erhalten“ ersetzt und wird nach der Angabe „§ 19“ die Angabe „oder § 50“ eingefügt.
        bb) In Satz 2 werden die Wörter „finanzielle Förderung“ durch das Wort „Zahlung“ ersetzt und wird nach der Angabe „§ 19“ die Angabe „oder § 50“ eingefügt.

cc) Folgender Satz wird angefügt:

„Die Sätze 1 und 2 sind nicht auf Regionalnachweise nach § 79a anzuwenden.“

26. Nach § 80 wird folgender § 80a eingefügt:

„§ 80a

Kumulierungsverbot

Investitionszuschüsse durch den Bund, das Land oder ein Kreditinstitut, an dem der Bund oder das Land beteiligt sind, dürfen neben einer Zahlung nach diesem Gesetz nur gewährt werden, soweit die kumulierten Zahlungen zuzüglich der Erlöse aus der Veräußerung der in der Anlage erzeugten Energie die Erzeugungskosten dieser Energie nicht überschreiten.“

27. § 81 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 wird die Angabe „§§ 5, 7 bis 55“ durch die Angabe „§§ 3, 7 bis 55a“ ersetzt.

bb) Nummer 4 wird wie folgt gefasst:

„4. zur Messung des für den Betrieb einer Anlage gelieferten oder verbrauchten oder von einer Anlage erzeugten Stroms, auch für Fragen und Streitigkeiten nach dem Messstellenbetriebsgesetz, soweit nicht die Zuständigkeit des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik oder der Bundesnetzagentur gegeben ist.“

b) Absatz 4 wird wie folgt geändert:

aa) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Soweit eine Streitigkeit auch andere als die in Absatz 2 genannten Regelungen betrifft, kann die Clearingstelle auf Antrag der Verfahrensparteien die Streitigkeit umfassend vermeiden oder beilegen, wenn vorrangig eine Streitigkeit nach Absatz 2 zu vermeiden oder beizulegen ist; insbesondere kann die Clearingstelle Streitigkeiten über Zahlungsansprüche zwischen den Verfahrensparteien umfassend beilegen.“

bb) Der neue Satz 4 wird wie folgt gefasst:

„Ihr Recht, die ordentlichen Gerichte anzurufen, bleibt vorbehaltlich der Regelungen des Zehnten Buches der Zivilprozessordnung unberührt.“

c) In Absatz 5 Satz 1 wird das Wort „Netzbetreiber“ durch die Wörter „Netzbetreiber, ein Messstellenbetreiber“ ersetzt.

28. In § 82 wird die Angabe „bis 55“ durch die Angabe „bis 55a“ ersetzt.

29. In § 83 Absatz 1 wird die Angabe „und 52“ durch die Angabe „und 50“ und werden die Wörter „für die finanzielle Förderung“ durch die Wörter „auf den Anspruch nach § 19 Absatz 1 oder § 50“ ersetzt.

30. Nach § 83 wird folgender § 83a eingefügt:

„§ 83a

Rechtsschutz bei Ausschreibungen

(1) Gerichtliche Rechtsbehelfe, die sich unmittelbar gegen eine Ausschreibung oder unmittelbar gegen einen erteilten Zuschlag richten, sind nur mit dem Ziel zulässig, die Bundesnetzagentur zur Erteilung eines Zuschlags zu verpflichten. Rechtsbehelfe nach Satz 1 sind begründet, soweit der Beschwerdeführer im Zuschlagsverfahren nach § 32 ohne den Rechtsverstoß einen Zuschlag erhalten hätte. Die Bundesnetzagentur erteilt bei einem Rechtsbehelf nach Satz 1 über das nach diesem Gesetz bestimmte Ausschreibungsvolumen

hinaus einen entsprechenden Zuschlag, soweit das Begehren des Rechtsbehelfsführers Erfolg hat und sobald die gerichtliche Entscheidung formell rechtskräftig ist. Im Übrigen bleibt der gerichtliche Rechtsschutz unberührt.

(2) Die Erteilung eines Zuschlags oder die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung haben unabhängig von einem Rechtsschutzverfahren Dritter nach Absatz 1 Bestand. Die Anfechtung eines Zuschlags oder einer Zahlungsberechtigung durch Dritte ist nicht zulässig."

31. In § 84 werden die Wörter „finanzielle Förderung nach § 19 in Anspruch nehmen" durch die Wörter „Zahlung nach § 19 erhalten" ersetzt.

32. § 85 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Die Bundesnetzagentur hat vorbehaltlich weiterer Aufgaben, die ihr durch Rechtsverordnung aufgrund dieses Gesetzes übertragen werden, die Aufgaben,

1. die Ausschreibungen nach den §§ 28 bis 39h durchzuführen,

2. sicherzustellen, dass die Transparenzpflichten mit Blick auf Zahlungen an Anlagen erfüllt werden,

3. zu überwachen, dass

a) die Netzbetreiber nur Anlagen nach § 14 regeln, zur deren Regelung sie berechtigt sind,

b) die Übertragungsnetzbetreiber den nach § 19 Absatz 1 und § 57 vergüteten Strom nach § 59 vermarkten, die Vorgaben der Ausgleichsmechanismusverordnung einhalten, die EEG-Umlage ordnungsgemäß ermitteln, festlegen, veröffentlichen, erheben und vereinnahmen, die Netzbetreiber die EEG-Umlage ordnungsgemäß erheben und weiterleiten und dass nur die Zahlungen nach den §§ 19 bis 55a geleistet werden und hierbei die Saldierung nach § 57 Absatz 4 berücksichtigt worden ist,

c) die Daten nach § 76 übermittelt und nach § 77 veröffentlicht werden,

d) die Kennzeichnung des Stroms nach Maßgabe des § 78 erfolgt.".

b) Absatz 2 wird aufgehoben.

c) Der bisherige Absatz 3 wird Absatz 2 und wie folgt geändert:

aa) Nummer 3 wird durch die folgenden Nummern 3 bis 11 ersetzt:

„3. zur Abwicklung von Zuordnungen und Wechseln nach den §§ 21b und 21c, insbesondere zu Verfahren, Fristen und Datenformaten,

4. abweichend von § 30 zu Anforderungen an die Gebote und die Bieter, um die Ernsthaftigkeit und Verbindlichkeit der Gebote zu gewährleisten, sowie abweichend von § 37 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 dazu, dass als Nachweis nur ein beschlossener Bebauungsplan anerkannt wird,

5. zu Nachweisen, die der Bieter erbringen muss, um zu belegen, dass die Fläche, auf der die Freiflächenanlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h geplant und nach § 38a Absatz 1 Nummer 3 errichtet worden ist, tatsächlich zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden ist,

6. zusätzlich zu den Ausschlussgründen nach § 33 Absatz 2 einen Ausschlussgrund für Gebote auf Standorten vorzusehen, soweit ein Gebot für diesen Standort in einer vorangegangenen Ausschreibung einen Zuschlag erhalten hat und der Zuschlag erloschen ist,

7. zu Angaben, die zusätzlich mit dem Antrag des Bieters auf Ausstellung der Zahlungsberechtigung der Bundesnetzagentur übermittelt werden müssen,

8. zu Anforderungen an Nachweise, die der Netzbetreiber nach § 30, § 36, § 37, § 38, § 38a oder § 39 vom Anlagenbetreiber zum Nachweis des Vorliegens der Anspruchsvoraussetzungen verlangen muss,

9. abweichend von § 3 Nummer 51 zur Ermittlung des Zuschlagswerts, insbesondere zu einer Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren,

10. abweichend von § 37a und § 55 Absatz 3 die Zweitsicherheit und Pönale auf bis 100 Euro pro Kilowatt der Gebotsmenge zu erhöhen,

11. abweichend von § 37d Absatz 2 Nummer 2 die Frist zur Beantragung der Zahlungsberechtigung auf bis zu 12 Monate zu verkürzen, sofern als Nachweis von der Festlegungskompetenz nach Nummer 4 Gebrauch gemacht wurde."

bb) Die bisherige Nummer 4 wird Nummer 12 und die Angabe „§ 36" wird durch die Angabe „§ 20 Absatz 2" ersetzt.

cc) Die bisherige Nummer 5 wird Nummer 13.

d) Der bisherige Absatz 4 wird Absatz 3 und wie folgt geändert:

aa) Nach der Angabe „§§ 91" wird die Angabe „ , 92" gestrichen.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Bei einem begründeten Verdacht sind zur Wahrnehmung der Aufgaben nach Absatz 1 Nummer 2 auch Kontrollen bei Anlagenbetreibern möglich, die keine Unternehmen sind."

e) Der bisherige Absatz 5 wird Absatz 4 und wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird die Angabe „Absatz 4" durch die Angabe „Absatz 3" ersetzt.

bb) In Satz 2 werden die Wörter „Ausschreibung von finanziellen Förderungen nach § 55 und der Rechtsverordnung auf Grund von § 88" durch die Wörter „Ermittlung des Anspruchsberechtigten und des anzulegenden Werts durch Ausschreibung nach § 22 und zu Festlegungen zu den Höchstwerten nach § 85a und der Rechtsverordnung aufgrund von § 88 oder § 88a" ersetzt.

33. Nach § 85 werden die folgenden §§ 85a und 85b eingefügt:

„§ 85a

Festlegung zu den Höchstwerten bei Ausschreibungen

(1) Die Bundesnetzagentur kann zum 1. Dezember eines Jahres durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes den Höchstwert nach § 36b, § 37b oder § 39b für die Ausschreibungen mit einem Gebotstermin in dem jeweils darauffolgenden Kalenderjahr neu bestimmen, wenn sich bei den letzten drei vor Einleitung des Festlegungsverfahrens durchgeführten Ausschreibungen gemeinsam oder jeweils für sich betrachtet Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert unter Berücksichtigung der §§ 1 und 2 Absatz 4 zu hoch oder zu niedrig ist. Dabei darf der neue Höchstwert um nicht mehr als 10 Prozent von dem zum Zeitpunkt der Neufestlegung geltenden Höchstwert abweichen.

(2) Ein Höchstwert soll nach Absatz 1 gesenkt werden, wenn die durchschnittlichen Erzeugungskosten deutlich unter dem Höchstwert liegen. Ein Höchstwert soll nach Absatz 1 erhöht werden, wenn in den letzten drei Ausschreibungen mit den zulässigen Geboten das Ausschreibungsvolumen nicht gedeckt werden konnte und die durchschnittlichen Erzeugungskosten über dem Höchstwert liegen. Sofern das Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen in einem Ausschreibungstermin nicht gedeckt werden konnte, soll der Höchstwert für den nachfolgenden Ausschreibungstermin erhöht werden.

(3) Die Bundesnetzagentur soll vor ihrer Entscheidung nach Absatz 1 von einer Einholung von Stellungnahmen nach § 67 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes absehen; eine mündliche Verhandlung findet nicht statt. Die Bundesnetzagentur macht Entscheidungen nach Absatz 1 unter Angabe der tragenden Gründe in ihrem Amtsblatt und auf ihrer Internetseite öffentlich bekannt.

§ 85b

Auskunftsrecht und Datenübermittlung

(1) Die Bundesnetzagentur ist bei Vorliegen von Anhaltspunkten für Falschangaben eines Bieters in einem Ausschreibungsverfahren und zum Zweck von Stichprobenkontrollen der Richtigkeit der Angaben von Bietern in einem Ausschreibungsverfahren berechtigt, von den für das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren zuständigen Behörden unter den im Gebot angegebenen Aktenzeichen Auskünfte darüber zu verlangen,

1. ob und zu welchem Zeitpunkt unter dem Aktenzeichen eine Genehmigung erteilt worden ist und wer Genehmigungsinhaber ist,

2. auf welchen Standort, welche Anlagenzahl und welche installierte Leistung sich die Genehmigung bezieht,

3. welche Fristen nach § 18 Absatz 1 Satz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes für den Beginn von Errichtung oder Betrieb der Anlagen gesetzt und ob diese nachträglich verlängert worden sind,

4. ob die Genehmigung ganz oder teilweise bestandskräftig geworden ist oder ob gegen diese oder Teile dieser Genehmigung Rechtsbehelfe Dritter anhängig sind,

5. ob und inwieweit hinsichtlich der jeweiligen Genehmigung durch die zuständige Behörde oder die zuständigen Gerichte die sofortige Vollziehung angeordnet worden ist und ob und inwieweit die zuständigen Gerichte eine Anordnung der sofortigen Vollziehung bestätigt oder aufgehoben haben und

6. wann die Genehmigung ausläuft und die Anlage zurückgebaut werden muss.

(2) Die für das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren zuständigen Behörden sind zur Erteilung der Auskünfte im Sinn des Absatzes 1 verpflichtet. Die nach § 23 des Umweltauditgesetzes mit den Aufgaben der Zulassungsstelle für Umweltgutachter beliehene Stelle darf dem Netzbetreiber, dem Anlagenbetreiber und der Bundesnetzagentur Informationen über Zulassungs- oder Aufsichtsmaßnahmen, die sie gegenüber einem Umweltgutachter ergriffen hat und die sich auf die Eignung erstatteter Gutachten, Bestätigungen oder Bescheinigungen nach diesem Gesetz auswirken können, übermitteln.“.

34. In § 86 Absatz 1 Nummer 3 wird nach der Angabe „§ 85“ die Angabe „Absatz 4“ durch die Angabe „Absatz 3“ ersetzt.

35. In § 87 Absatz 1 Satz 1 und 3 werden jeweils nach dem Wort „Herkunftsnachweisregisters“ die Wörter „ , des Regionalnachweisregisters“ eingefügt.

36. § 88 wird durch die folgenden §§ 88 bis 88b ersetzt:

„§ 88

Verordnungsermächtigung zu Ausschreibungen für Biomasse

Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates abweichend von den §§ 3, 22, 24, 25, 27a bis 30, 39 bis 39h, 44b, 44c, 50, 50a, 52 und 55 für Biomasseanlagen Regelungen vorzusehen

1. zu Verfahren und Inhalt der Ausschreibungen, insbesondere

   a) zu der Aufteilung des Ausschreibungsvolumens in Teilmengen und dem Ausschluss einzelner Teilsegmente von der Ausschreibung, wobei insbesondere unterschieden werden kann

      aa) nach dem Inbetriebnahmedatum der Anlagen oder

      bb) zwischen fester und gasförmiger Biomasse,

   b) zu der Bestimmung von Mindest- und Höchstgrößen von Teillosen,

   c) zu der Festlegung von Höchstwerten für den Anspruch nach § 19 Absatz 1 oder § 50,
   d) zu der Preisbildung und dem Ablauf der Ausschreibungen,
2. zu weiteren Voraussetzungen, insbesondere
   a) die Bemessungsleistung oder die installierte Leistung der Anlage zu begrenzen und eine Verringerung oder einen Wegfall der finanziellen Förderung vorzusehen, wenn die Grenze überschritten wird,
   b) die Zusammenfassung von Anlagen abweichend von § 24 Absatz 1 zu regeln,
   c) Anforderungen und Zahlungsansprüche festzulegen oder auszuschließen, die auch abweichend von den §§ 39h, 44b und 50a der Flexibilisierung der Anlagen dienen,
   d) abweichend von § 27a zu regeln, ob und in welchem Umfang der erzeugte Strom vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht werden darf und ob und in welchem Umfang selbst erzeugter Strom und verbrauchter Strom bei der Ermittlung der Bemessungsleistung angerechnet werden kann,
   e) abweichende Regelungen zu treffen zu
      aa) dem Anlagenbegriff nach § 3 Nummer 1,
      bb) dem Inbetriebnahmebegriff nach § 3 Nummer 30,
      cc) Beginn und Dauer des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 und
      dd) der Höchstbemessungsleistung nach § 101 Absatz 1,
   f) den Übergangszeitraum nach der Zuschlagserteilung nach § 39f Absatz 2 zu bestimmen,
3. zu den Anforderungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen, insbesondere
   a) Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer zu stellen,
   b) Anforderungen an den Planungs- und Genehmigungsstand der Projekte zu stellen,
   c) Anforderungen zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten zu stellen, die von allen Teilnehmern an Ausschreibungen oder nur im Fall der Zuschlagserteilung zu leisten sind, um eine Inbetriebnahme und den Betrieb der Anlage sicherzustellen, und die entsprechenden Regelungen zur teilweisen oder vollständigen Zurückzahlung dieser Sicherheiten,
   d) festzulegen, wie Teilnehmer an den Ausschreibungen die Einhaltung der Anforderungen nach den Buchstaben a bis c nachweisen müssen,
4. zu der Art, der Form und dem Inhalt der Zuschlagserteilung im Rahmen einer Ausschreibung und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung,
5. zu Anforderungen, die den Betrieb der Anlagen sicherstellen sollen, insbesondere wenn eine Anlage nicht oder verspätet in Betrieb genommen worden ist oder nicht in einem ausreichenden Umfang betrieben wird,
   a) eine Untergrenze für die Bemessungsleistung festzulegen,
   b) eine Verringerung oder einen Wegfall der finanziellen Förderung vorzusehen, wenn die Untergrenze nach Buchstabe a unterschritten wird,
   c) eine Pflicht zu einer Geldzahlung vorzusehen und deren Höhe und die Voraussetzungen für die Zahlungspflicht zu regeln,
   d) Kriterien für einen Ausschluss von Bietern bei künftigen Ausschreibungen zu regeln und
   e) die Möglichkeit vorzusehen, die im Rahmen der Ausschreibungen vergebenen Zuschläge nach Ablauf einer bestimmten Frist zu entziehen oder zu ändern und danach erneut zu vergeben, oder die Dauer oder Höhe des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 nach Ablauf einer bestimmten Frist zu ändern,

6. zu der Art, der Form und dem Inhalt der Veröffentlichungen der Bekanntmachung von Ausschreibungen, der Ausschreibungsergebnisse und der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber,
7. zu Auskunftsrechten der Bundesnetzagentur gegenüber anderen Behörden, soweit dies für die Ausschreibungen erforderlich ist,
8. zu den nach den Nummern 1 bis 7 zu übermittelnden Informationen,
9. die Bundesnetzagentur zu ermächtigen, unter Berücksichtigung des Zwecks und Ziels nach § 1 Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Ausschreibungen zu regeln, einschließlich der Ausgestaltung der Regelungen nach den Nummern 1 bis 8.

§ 88a

Verordnungsermächtigung zu grenzüberschreitenden Ausschreibungen

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, unter den in § 5 genannten Voraussetzungen durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zu Ausschreibungen zu treffen, die Anlagen im Bundesgebiet und in einem oder mehreren anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union offenstehen, insbesondere

1. zu regeln, dass ein Anspruch auf Zahlung nach diesem Gesetz auch für Anlagen besteht, die in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union errichtet worden sind, wenn
   a) der Anlagenbetreiber über einen Zuschlag oder eine Zahlungsberechtigung verfügt, die im Rahmen einer Ausschreibung durch Zuschlag erteilt worden ist, und
   b) die weiteren Voraussetzungen für den Zahlungsanspruch nach diesem Gesetz erfüllt sind, soweit auf der Grundlage der folgenden Nummern keine abweichenden Regelungen in der Rechtsverordnung getroffen worden sind,
2. abweichend von den §§ 23 bis 55a Regelungen zu Verfahren und Inhalt der Ausschreibungen zu treffen, insbesondere
   a) zur kalenderjährlich insgesamt auszuschreibenden installierten Leistung in Megawatt, wobei das jährliche Ausschreibungsvolumen der Ausschreibungen 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung nicht überschreiten soll,
   b) zur Anzahl der Ausschreibungen pro Jahr und zur Aufteilung des jährlichen Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungen eines Jahres,
   c) zur Festlegung von Höchstwerten,
   d) den Anspruch nach § 19 Absatz 1 auf Anlagen auf bestimmten Flächen zu begrenzen,
   e) die Anlagengröße zu begrenzen und abweichend von § 24 Absatz 1 und 2 die Zusammenfassung von Anlagen zu regeln,
   f) Anforderungen zu stellen, die der Netz- oder Systemintegration der Anlagen dienen,
3. abweichend von den §§ 30, 31, 33, 34, 36d, 37, 37c und 39 bis 39h Anforderungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen zu regeln, insbesondere
   a) Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer zu stellen,
   b) Mindest- oder Höchstgrenzen für Gebote oder Teillose zu bestimmen,
   c) Anforderungen an den Planungs- oder Genehmigungsstand der Anlagen zu stellen,
   d) finanzielle Anforderungen an die Teilnahme an der Ausschreibung zu stellen,
   e) Anforderungen zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten zu stellen, die von allen Teilnehmern oder nur im Fall der Zuschlagserteilung zu leisten sind, um eine Inbetriebnahme und

den Betrieb der Anlage sicherzustellen, und die entsprechenden Regelungen zur teilweisen oder vollständigen Zurückzahlung dieser Sicherheiten,

f) festzulegen, wie Teilnehmer die Einhaltung der Anforderungen nach den Buchstaben a bis e nachweisen müssen,

4. die Art, die Form, das Verfahren, den Inhalt der Zuschlagserteilung, die Kriterien für die Zuschlagserteilung und die Bestimmung des Zuschlagswerts zu regeln,

5. die Art, die Form und den Inhalt der durch einen Zuschlag vergebenen Zahlungsansprüche zu regeln, insbesondere zu regeln,

   a) dass die Zahlungen für elektrische Arbeit pro Kilowattstunde auch abweichend von den Bestimmungen in den §§ 19 bis 55a und Anlage 1 und 3 zu leisten sind,

   b) unter welchen Voraussetzungen die Zahlungen erfolgen; hierbei können insbesondere getroffen werden

      aa) abweichende Bestimmungen von § 27a,

      bb) Bestimmungen zur Verhinderung von Doppelzahlungen durch zwei Staaten und

      cc) abweichende Bestimmungen von § 80 Absatz 2 zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen,

   c) wie sich die Höhe und die Dauer der Zahlungen berechnen und

   d) wie die Standortbedingungen die Höhe der Zahlungen beeinflussen,

6. Regelungen zu treffen, um die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb der Anlagen sicherzustellen, insbesondere wenn eine Anlage nicht oder verspätet in Betrieb genommen worden ist oder nicht in einem ausreichenden Umfang betrieben wird,

   a) eine Pflicht zu einer Geldzahlung vorzusehen und deren Höhe und die Voraussetzungen für die Zahlungspflicht zu regeln,

   b) Kriterien für einen Ausschluss von Bietern bei künftigen Ausschreibungen zu regeln und

   c) die Möglichkeit vorzusehen, die im Rahmen der Ausschreibungen vergebenen Zuschläge oder Zahlungsberechtigungen nach Ablauf einer bestimmten Frist zu entziehen oder zu ändern und danach erneut zu vergeben oder die Dauer oder Höhe des Förderanspruchs nach Ablauf einer bestimmten Frist zu ändern,

7. zu der Art, der Form und dem Inhalt der Veröffentlichungen der Ausschreibungen, der Ausschreibungsergebnisse und der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber,

8. zur Übertragbarkeit von Zuschlägen oder Zahlungsberechtigungen vor der Inbetriebnahme der Anlage und ihrer verbindlichen Zuordnung zu einer Anlage, insbesondere

   a) zu den zu beachtenden Frist- und Formerfordernissen und Mitteilungspflichten,

   b) zu dem Kreis der berechtigten Personen und den an diese zu stellenden Anforderungen,

9. zu regeln, dass abweichend von § 5 der Strom nicht im Bundesgebiet erzeugt oder im Bundesgebiet in ein Netz eingespeist werden muss,

10. zum Anspruchsgegner, der zur Zahlung verpflichtet ist, zur Erstattung der entsprechenden Kosten und zu den Voraussetzungen des Anspruchs auf Zahlungen in Abweichung von den §§ 19 bis 27, 51 bis 54,

11. zum Umfang der Zahlungen und zur anteiligen Zahlung des erzeugten Stroms aufgrund dieses Gesetzes und durch einen anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union,

12. zu den nach den Nummern 1 bis 11 zu übermittelnden Informationen und dem Schutz der in diesem Zusammenhang übermittelten personenbezogenen Daten,

13. abweichend von § 6 Absatz 2, § 35, den §§ 70 bis 72 und 75 bis 77, von der Rechtsverordnung nach § 93 sowie von der Rechtsverordnung nach § 111f des Energiewirtschaftsgesetzes Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten zu regeln,
14. abweichend von den §§ 8 bis 18 Regelungen zur Netz- und Systemintegration zu treffen,
15. abweichend von den §§ 56 bis 61a und der Rechtsverordnung nach § 91 Regelungen zu den Kostentragungspflichten und dem bundesweiten Ausgleich der Kosten der finanziellen Förderung der Anlagen zu treffen,
16. abweichend von § 81 Regelungen zur Vermeidung oder Beilegung von Streitigkeiten durch die Clearingstelle und von § 85 abweichende Regelungen zur Kompetenz der Bundesnetzagentur zu treffen,
17. zu regeln, welches Recht und welcher Gerichtsstand bei Streitigkeiten über die Zahlungen oder über die Ausschreibung Anwendung finden soll.

(2) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates für Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, die im Bundesgebiet errichtet worden sind und einen Anspruch auf Zahlung nach einem Fördersystem eines anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union haben,

1. abweichend von den §§ 19 bis 87 die Höhe der Zahlungen oder den Wegfall des Anspruchs nach den §§ 19 und 50 zu regeln, soweit ein Zahlungsanspruch aus einem anderen Mitgliedstaat besteht,
2. die Erstreckung des Doppelvermarktungsverbots nach § 80 auch auf diese Anlagen zu regeln und
3. abweichend von § 15 die Entschädigung zu regeln.

(3) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates

1. die Bundesnetzagentur zu ermächtigen, unter Berücksichtigung des Zwecks und Ziels nach § 1 Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Ausschreibungen zu treffen, einschließlich der Ausgestaltung der Regelungen nach den Absätzen 1 und 2 und
2. das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu ermächtigen, im Rahmen von völkerrechtlichen Vereinbarungen mit den anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union unter Berücksichtigung des Zwecks und Ziels nach § 1 und der Vorgaben nach § 5
   a) Regelungen mit anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union zu den Ausschreibungen festzulegen, einschließlich der Ausgestaltung der Regelungen nach den Absätzen 1 und 2,
   b) die Voraussetzungen für die Zulässigkeit der Zahlungen an Anlagen im Bundesgebiet nach dem Fördersystem des anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union zu regeln und
   c) eine staatliche oder private Stelle in der Bundesrepublik Deutschland oder in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union die Aufgaben der ausschreibenden Stelle nach Absatz 1 oder 2 zu übertragen und festzulegen, wer die Zahlungen an die Anlagenbetreiber leisten muss.

(4) Die Bundesregierung wird ermächtigt, in der Rechtsverordnung nach den Absätzen 1 und 2 unterschiedliche Varianten zu regeln und im Rahmen von völkerrechtlichen Vereinbarungen mit anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union

1. zu entscheiden, welche in der Rechtsverordnung nach den Absätzen 1 und 2 getroffenen Regelungen im Rahmen der Ausschreibung mit dem jeweiligen Mitgliedstaat der Europäischen Union Anwendung finden sollen und
2. zu regeln, welche staatliche oder private Stelle in der Bundesrepublik Deutschland oder in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union die ausschreibende Stelle nach Absatz 1 oder 2 ist und wer die Zahlungen an die Anlagenbetreiber leisten muss.

§ 88b

Verordnungsermächtigung zu Netzausbaugebieten

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets unter Beachtung von § 36c zu regeln,

1. welches geografische Gebiet das Netzausbaugebiet erfasst,
2. ab welchem Zeitpunkt und für welchen Zeitraum das Netzausbaugebiet festgelegt wird und
3. wie hoch der Anteil der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land in dem Netzausbaugebiet bei den Zuschlägen in einem Kalenderjahr oder einer Ausschreibungsrunde höchstens sein darf und wie sich diese installierte Leistung auf die Ausschreibungen in dem Kalenderjahr verteilen.“.

37. § 89 wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 1 wird in dem Satzteil vor Nummer 1 die Angabe „§§ 44 bis 46“ durch die Angabe „§§ 42 bis 44“ ersetzt.
    b) In Absatz 2 wird die Angabe „§ 47 Absatz 6“ durch die Angabe „§ 44b Absatz 5“ ersetzt.
38. In § 90 Nummer 1 werden die Wörter „auf finanzielle Förderung“ durch die Wörter „auf Zahlung nach den §§ 19 Absatz 1 und 50“ ersetzt.
39. § 91 wird wie folgt geändert:
    a) In Nummer 1 wird das Wort „geförderten“ durch die Wörter „kaufmännisch abgenommenen“ ersetzt.
    b) In Nummer 5 werden die Wörter „Ausschreibungs- oder anderen“ durch das Wort „wettbewerblichen,“ und die Wörter „der Ausschreibung“ durch die Wörter „des wettbewerblichen Verfahrens“ ersetzt.
    c) In Nummer 7 werden die Wörter „§ 33 Absatz 1 mit Ansprüchen auf eine finanzielle Förderung“ durch die Wörter „§ 27 mit Ansprüchen auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 oder § 50“ ersetzt.
40. § 92 wird wie folgt gefasst:

„§ 92

Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen und Regionalnachweisen

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates

1. die Anforderungen zu regeln an
    a) die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen nach § 79 Absatz 1 und von Regionalnachweisen nach § 79a Absatz 1 und
    b) die Anerkennung von Herkunftsnachweisen nach § 79 Absatz 3,
2. den Inhalt, die Form und die Gültigkeitsdauer der Herkunftsnachweise und der Regionalnachweise festzulegen,
3. das Verfahren für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen und für die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen zu regeln sowie festzulegen, wie Antragsteller dabei die Einhaltung der Anforderungen nach Nummer 1 nachweisen müssen,

4. die Ausgestaltung des Herkunftsnachweisregisters nach § 79 Absatz 4 und des Regionalnachweisregisters nach § 79a Absatz 4 zu regeln sowie festzulegen, welche Angaben an dieses Register übermittelt werden müssen, wer zur Übermittlung verpflichtet ist und in welchem Umfang Netzbetreiber Auskunft über die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen verlangen können; dies schließt Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten ein, in denen Art, Umfang und Zweck der Speicherung sowie Löschungsfristen festgelegt werden müssen,

5. abweichend von § 79 Absatz 6 und von § 79a Absatz 9 zu regeln, dass Herkunftsnachweise oder Regionalnachweise Finanzinstrumente im Sinn des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes sind,

6. abweichend von § 78 im Rahmen der Stromkennzeichnung die Ausweisung von Strom zu regeln, für den eine Zahlung nach § 19 in Anspruch genommen wird; hierbei kann insbesondere abweichend von § 79 Absatz 1 auch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für diesen Strom an die Übertragungsnetzbetreiber geregelt werden,

7. im Anwendungsbereich von § 79a Absatz 6 zu regeln und zu veröffentlichen, welche Postleitzahlengebiete jeweils eine Region für die regionale Grünstromkennzeichnung um ein oder mehrere Postleitzahlengebiete, in denen Strom verbraucht wird, bilden,

8. für Strom aus Anlagen außerhalb des Bundesgebiets, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung nach § 5 Absatz 2 Satz 2 erhalten haben:

   a) zu bestimmen, welche Gebiete in den betreffenden Staaten von der jeweiligen Region für die regionale Grünstromkennzeichnung nach § 79a Absatz 6 umfasst sind, und die Veröffentlichung dieser Gebiete zu regeln,

   b) Anforderungen zu regeln an die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen aus Anlagen in Gebieten nach Buchstabe a,

9. den Betrag, um den sich der anzulegende Wert für Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert reduziert, abweichend von § 53b festzulegen,

10. im Anwendungsbereich von § 79a Absatz 5 Satz 3 Bestimmungen zum Nachweis zu treffen, dass die Übertragung von Regionalnachweisen nur entlang der vertraglichen Lieferkette erfolgt ist,

11. die konkrete Gestaltung der Ausweisung der regionalen Herkunft nach § 79a in der Stromkennzeichnung zu regeln, insbesondere die textliche und grafische Darstellung.“

41. § 93 wird wie folgt geändert:

    a) Im Satzteil vor der Aufzählung werden die Wörter „nach § 6 Absatz 1 Satz 3“ durch die Wörter „nach § 6 Absatz 2“ ersetzt.

    b) In Nummer 5 wird die Angabe „§ 21“ durch die Angabe „§ 21c“ ersetzt.

    c) In Nummer 8 werden die Wörter „nach § 26 Absatz 2“ gestrichen und werden die Wörter „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie sowie der nach den §§ 28, 29 und 31“ durch die Wörter „Solaranlagen sowie der nach den §§ 44a, 46 und 49“ ersetzt.

    d) In Nummer 11 Buchstabe c werden die Wörter „Angaben nach § 6 Absatz 2 Nummer 1“ durch die Wörter „Kontaktdaten von Anlagenbetreibern“ ersetzt.

    e) In Nummer 12 Buchstabe b werden die Wörter „sind die Angaben nach § 6 Absatz 2“ durch die Wörter „sind die Kontaktdaten der Anlagenbetreiber“ ersetzt.

42. § 95 wird wie folgt geändert:

    a) Nummer 2 wird aufgehoben.

    b) In Nummer 3 wird die Angabe „§ 100 Absatz 1“ durch die Angabe „§ 100 Absatz 2“ ersetzt.

    c) In Nummer 5 Buchstabe b Doppelbuchstabe ee wird das Komma am Ende durch einen Punkt ersetzt.

d) Nummer 6 wird aufgehoben.

43. In § 96 Absatz 3 Satz 1 werden die Wörter „auf Grund der §§ 91“ durch die Wörter „aufgrund der §§ 88b, 91“ ersetzt.

44. Die §§ 97 und 98 werden wie folgt gefasst:

„§ 97

Erfahrungsbericht

(1) Die Bundesregierung evaluiert dieses Gesetz und das Windenergie-auf-See-Gesetz und legt dem Bundestag bis zum 31. Dezember 2018 und dann alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vor. In dem Bericht berichtet sie insbesondere über

1. den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien, die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 und die hierdurch eingesparte Menge Mineralöl und Erdgas sowie die dadurch reduzierten Emissionen von Treibhausgasen,
2. die Erfahrungen mit Ausschreibungen nach § 2 Absatz 3, auch vor dem Hintergrund des Ziels, die Akteursvielfalt zu erhalten, und die Erfahrungen mit den Ausschreibungen für Anlagen außerhalb des Bundesgebiets nach § 5 Absatz 2 und 3 sowie
3. die Entwicklung und angemessene Verteilung der Kosten nach § 2 Absatz 4, auch vor dem Hintergrund der Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung und der Eigenversorgung.

(2) Die Bundesnetzagentur, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und das Umweltbundesamt unterstützen das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bei der Erstellung des Erfahrungsberichts. Insbesondere berichtet ihm die Bundesnetzagentur bis zum 31. Oktober 2017 und dann jährlich über die Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen, insbesondere über die Inanspruchnahme von Ackerland. Zur Unterstützung bei der Erstellung des Erfahrungsberichts soll das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie außerdem wissenschaftliche Gutachten beauftragen.

(3) Die Bundesregierung legt rechtzeitig vor Erreichung des in § 49 Absatz 5 bestimmten Ziels einen Vorschlag für eine Neugestaltung der bisherigen Regelung vor.

§ 98

Monitoringbericht

Die Bundesregierung berichtet dem Bundestag jährlich in ihrem Monitoringbericht nach § 63 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien.“

45. § 99 wird aufgehoben.

46. § 100 wird wie folgt gefasst:

„§ 100

Allgemeine Übergangsvorschriften

(1) Die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung und der Freiflächenausschreibungsverordnung in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung sind

1. für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind, statt der §§ 7, 21, 22, 22a, 23 Absatz 3 Nummer 1, 3, 5 und 7, §§ 27a bis 39e, 39g und 39h, 40 bis 49, 50a, 52 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3, §§ 53 und 53a, §§ 54 bis 55a sowie der Anlage 2 anzuwenden,

2. für Strom aus Freiflächenanlagen, denen ein Zuschlag zugeordnet worden ist, der vor dem 1. Januar 2017 nach der Freiflächenausschreibungsverordnung erteilt worden ist,

   a) statt der §§ 22, 22a, 27a bis 39h und §§ 54 bis 55a anzuwenden;

   b) statt des § 24 anwenden, wenn die Freiflächenanlage vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden ist; für Freiflächenanlagen, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen worden sind, ist § 24 anstelle von § 2 Nummer 5 zweiter Halbsatz der Freiflächenausschreibungsverordnung anzuwenden.

§ 3 Nummer 1 ist auf Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind, erstmalig in der Jahresabrechnung für 2016 anzuwenden. § 46 Absatz 3 ist auch auf Anlagen anzuwenden, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind. Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind, ist § 51 nicht anzuwenden. § 52 Absatz 3 ist nur für Zahlungen für Strom anzuwenden, der nach dem 31. Dezember 2015 eingespeist wird; bis zu diesem Zeitpunkt ist die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung anzuwenden. § 80a ist auf Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, nicht anzuwenden.

(2) Für Strom aus Anlagen und KWK-Anlagen, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, sind die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung anzuwenden mit der Maßgabe, dass

1. statt § 5 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung § 3 Nummer 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist,

2. statt § 9 Absatz 3 und 7 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung § 6 Absatz 3 und 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist,

3. § 25 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden ist:

   a) an die Stelle des anzulegenden Wertes nach § 23 Absatz 1 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung tritt der Vergütungsanspruch des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung und

   b) für Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind, ist § 25 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung anzuwenden, solange der Anlagenbetreiber die Anlage nicht nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung als geförderte Anlage im Sinn des § 20a Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung registriert und den Standort und die installierte Leistung der Anlage nicht an die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben übermittelt hat;

4. statt der §§ 26 bis 31, 40 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung, der §§ 41 bis 51, 53 und 55, 71 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung die §§ 20 bis 20b, 23 bis 33, 46 Nummer 2 sowie die Anlagen 1 und 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden sind, wobei § 33c Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung entsprechend anzuwenden ist; abweichend hiervon ist § 47 Absatz 7 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ausschließlich für Anlagen entsprechend anzuwenden, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind,

5. § 35 Satz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ab dem 1. April 2015 anzuwenden ist,

6. § 37 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung entsprechend anzuwenden ist mit Ausnahme von § 37 Absatz 2 und 3 zweiter Halbsatz des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung,

7. für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, anstelle des § 40 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung § 23 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist, wenn die Maßnahme nach § 23 Absatz 2 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung abgeschlossen worden ist,

8. Anlage 1 Nummer 1.2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung mit der Maßgabe anzuwenden ist, dass der jeweils anzulegende Wert „AW“ für nach dem 31. Dezember 2014

   a) aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie erzeugten für Strom um 0,40 Cent pro Kilowattstunde erhöht wird; abweichend vom ersten Halbsatz wird der anzulegende Wert für Strom, der nach dem 31. Dezember 2014 und vor dem 1. April 2015 erzeugt wird, nur um 0,30 Cent pro Kilowattstunde erhöht, wenn die Anlage nicht fernsteuerbar im Sinn des § 36 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ist, oder

   b) aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie erzeugten Strom um 0,20 Cent pro Kilowattstunde erhöht wird,

9. § 66 Absatz 2 Nummer 1, Absatz 4, 5, 6, 11, 18, 18a, 19 und 20 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist,

10. für Strom aus Anlagen, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, abweichend hiervon und unbeschadet der Nummern 3, 5, 6, 7 und 8 § 66 Absatz 1 Nummer 1 bis 13, Absatz 2, 3, 4, 14, 17 und 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist, wobei die in § 66 Absatz 1 erster Halbsatz angeordnete allgemeine Anwendung der Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung nicht anzuwenden ist, sowie die folgenden Maßgaben gelten:

    a) statt § 5 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ist § 18 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung entsprechend anzuwenden und statt § 5 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ist § 3 Nummer 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung anzuwenden; abweichend hiervon ist für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 nach § 3 Absatz 4 zweiter Halbsatz des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2008 geltenden Fassung erneuert worden sind, ausschließlich für diese Erneuerung § 3 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2008 geltenden Fassung anzuwenden,

    b) statt § 9 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ist § 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung unbeschadet des § 66 Absatz 1 Nummer 1 bis 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden:

       aa) § 9 Absatz 1 Satz 2 und Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ist entsprechend anzuwenden und

       bb) bei Verstößen ist § 16 Absatz 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung entsprechend anzuwenden,

    c) statt der §§ 26 bis 29, 32, 40 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung, den §§ 41 bis 51, 53 und 55, 71 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung sind die §§ 19, 20, 23 bis 33 und 66 sowie die Anlagen 1 bis 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung anzuwenden,

d) statt § 66 Absatz 1 Nummer 10 Satz 1 und 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung sind die §§ 20, 21, 34 bis 36 und Anlage 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung mit der Maßgabe anzuwenden, dass abweichend von § 20 Absatz 1 Nummer 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung die Einspeisevergütung nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung maßgeblich ist und dass bei der Berechnung der Marktprämie nach § 34 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung der anzulegende Wert die Höhe der Vergütung in Cent pro Kilowattstunde ist, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall einer Vergütung nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte,

e) statt § 66 Absatz 1 Nummer 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung sind die §§ 52 und 54 sowie Anlage 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung anzuwenden

11. für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, gilt die Dauer des Anspruchs auf Zahlung, die in der Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes festgelegt ist, das bei Inbetriebnahme der Anlage anzuwenden war.

Absatz 1 Satz 3 bis 6 ist auch auf Anlagen nach Satz 1 anzuwenden.

(3) Für Strom aus Anlagen, die

1. nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind und
2. vor dem 1. August 2014 zu keinem Zeitpunkt Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt haben,

ist § 5 Nummer 21 erster Halbsatz des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung anzuwenden. Abweichend von Satz 1 gilt für Anlagen nach Satz 1, die ausschließlich Biomethan einsetzen, der am 31. Juli 2014 geltende Inbetriebnahmebegriff, wenn das ab dem 1. August 2014 zur Stromerzeugung eingesetzte Biomethan ausschließlich aus Gasaufbereitungsanlagen stammt, die vor dem 23. Januar 2014 zum ersten Mal Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben. Für den Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus einer Anlage nach Satz 2 ist nachzuweisen, dass vor ihrem erstmaligen Betrieb ausschließlich mit Biomethan eine andere Anlage mit allen erforderlichen Angaben in dem Register als endgültig stillgelegt registriert worden ist, die

1. schon vor dem 1. August 2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben wurde und
2. mindestens dieselbe installierte Leistung hat wie die Anlage nach Satz 2.

Stilllegungsnachweise nach Satz 3 können auch gemeinsam für eine Anlage nach Satz 2 verwendet oder auf mehrere Anlagen nach Satz 2 aufgeteilt werden. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht hierzu die Daten der im Register gemeldeten Anlagen, die vor ihrer endgültigen Stilllegung Strom ausschließlich aus Biomethan erzeugt haben, soweit der Anlagenbetreiber dieser Veröffentlichung nicht widersprochen hat und solange die stillgelegte Leistung nicht von anderen Anlagen verwendet wird. Satz 2 ist auf Anlagen entsprechend anzuwenden, die ausschließlich Biomethan einsetzen, das aus einer Gasaufbereitungsanlage stammt, die nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig ist und vor dem 23. Januar 2014 genehmigt worden ist und die vor dem 1. Januar 2015 zum ersten Mal Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist hat, wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2015 nicht mit Biomethan aus einer anderen Gasaufbereitungsanlage betrieben wurde; wird die Anlage erstmalig nach dem 31. Dezember 2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben, sind die Sätze 3 bis 5 entsprechend anzuwenden.

(4) Für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, ist Absatz 2 anzuwenden, wenn die Anlagen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind oder für ihren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts bedürfen und vor dem 23. Januar 2014 genehmigt oder zugelassen worden sind. Satz 1 ist

entsprechend auf Biomasseanlagen anzuwenden mit der Maßgabe, dass auf das Vorliegen einer Baugenehmigung abzustellen ist. Satz 2 ist rückwirkend zum 1. August 2014 anzuwenden. Wenn aufgrund von Satz 2 Korrekturen von Abrechnungen für die Jahre 2014 oder 2015 erforderlich werden, ist es ergänzend zu § 62 ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber eine Kopie der Baugenehmigung sowie einen Nachweis über die Inbetriebnahme der Anlage vorlegt.

(5) Für Strom aus Anlagen, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, verringert sich für jeden Kalendermonat, in dem Anlagenbetreiber ganz oder teilweise Verpflichtungen im Rahmen einer Nachrüstung zur Sicherung der Systemstabilität aufgrund einer Rechtsverordnung nach den §§ 12 Absatz 3a und 49 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes nach Ablauf der in der Rechtsverordnung oder der von den Netzbetreibern nach Maßgabe der Rechtsverordnung gesetzten Frist nicht nachgekommen sind,

1. der Anspruch auf die Marktprämie oder die Einspeisevergütung für Anlagen, die mit einer technischen Einrichtung nach § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 oder Satz 2 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ausgestattet sind, auf null oder
2. der in einem Kalenderjahr entstandene Anspruch auf eine Einspeisevergütung für Anlagen, die nicht mit einer technischen Einrichtung nach § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 oder Satz 2 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ausgestattet sind, um ein Zwölftel.

(6) Anlage 1 Nummer 3.1 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung ist nicht vor dem 1. Januar 2015 anzuwenden.“

47. § 101 wird wie folgt geändert:
    a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

       „Für Strom aus Anlagen nach § 100 Absatz 4 sind die Sätze 1 bis 3 mit folgenden Maßgaben rückwirkend zum 1. August 2014 entsprechend anzuwenden:

       1. der Vergütungsanspruch verringert sich ab dem 1. Januar 2015, soweit die vor dem 1. Januar 2015 erreichte Höchstbemessungsleistung überschritten wird,
       2. Höchstbemessungsleistung ist die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr seit dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme und vor dem 1. Januar 2015,
       3. abweichend von Nummer 2 gilt der um 5 Prozent verringerte Wert der am 31. Dezember 2014 installierten Leistung der Anlage als Höchstbemessungsleistung, wenn der so ermittelte Wert höher als die tatsächliche Höchstbemessungsleistung nach Nummer 2 ist.“
    b) In Absatz 2 Nummer 2 wird die Angabe „§ 47 Absatz 6“ durch die Angabe „§ 44c Absatz 4“ ersetzt.
48. § 102 wird aufgehoben.
49. § 103 wird wie folgt geändert:
    a) Absatz 3 wird wie folgt geändert:
       aa) In Satz 1 werden dem Wort „verfügen“ die Wörter „für eine Abnahmestelle“ vorangestellt, werden die Wörter „ein Unternehmen“ durch die Wörter „diese Abnahmestelle“ ersetzt und werden die Wörter „für den selbst verbrauchten Strom an den begrenzten Abnahmestellen“ durch die Wörter „für den selbst verbrauchten Strom an der begrenzten Abnahmestelle“ ersetzt.
       bb) In Satz 2 werden dem Wort „verfügen“ die Wörter „für eine Abnahmestelle“ vorangestellt.
    b) In Absatz 4 Satz 1 werden in dem Satzteil nach Nummer 2 nach den Wörtern „für den Stromanteil über 1 Gigawattstunde“ die Wörter „pro begrenzter Abnahmestelle“ eingefügt.

c) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Unternehmen, die keine rechtsfähige Personenvereinigung und keine juristische Person sind und für deren Strom die EEG-Umlage deshalb nicht mit der Wirkung des § 64 Absatz 2 begrenzt werden konnte, weil sie nicht unter den Unternehmensbegriff nach § 5 Nummer 34 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung fielen, können einen Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage für die Begrenzungsjahre 2015, 2016 und 2017 abweichend von § 66 Absatz 1 Satz 1 bis zum 31. Januar 2017 (materielle Ausschlussfrist) stellen."

d) Absatz 6 wird aufgehoben.

50. § 104 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 werden nach der Angabe „Satz 2" die Wörter „des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung" eingefügt.

b) Die Absätze 2 und 4 werden aufgehoben.

c) Der bisherige Absatz 3 wird Absatz 2.

d) Folgender Absatz 3 wird angefügt:

„(3) Für Anlagen, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen worden sind und Schwarzlauge einsetzen, ist auch nach dem 1. Januar 2017 die Biomasseverordnung anzuwenden, die für die jeweilige Anlage am 31. Dezember 2016 anzuwenden war. Anlagen nach Satz 1 dürfen nicht an Ausschreibungen teilnehmen. Für Anlagen nach Satz 1 verlängert sich der Zeitraum nach § 25 Satz 1 einmalig um zehn Jahre. Erstmalig am ersten Tag des Anschlusszeitraums nach Satz 3 und danach jährlich zum 1. Januar verringert sich der anzulegende Wert um 8 Prozentpunkte gegenüber dem anzulegenden Wert für den in der jeweiligen Anlage erzeugten Strom nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage bisher maßgeblichen Fassung. Der sich ergebende Wert wird auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 aufgrund einer erneuten Anpassung nach Satz 4 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen."

51. Die Anlage 1 wird wie folgt geändert:

a) Die Bezeichnung wird wie folgt gefasst:

„Anlage 1 (zu § 23a)

Höhe der Marktprämie".

b) In der Nummer 2.1 Satz 2 werden die Wörter „Deutschland/Österreich" durch die Wörter „für Deutschland" ersetzt.

c) In der Nummer 2.2.1 dritter Spiegelstrich werden die Wörter „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie" durch das Wort „Solaranlagen" ersetzt.

d) In den Nummern 2.2.2 Satz 1, 2.2.2.1 und 2.2.3 Satz 1 werden jeweils die Wörter „Deutschland/Österreich" durch die Wörter „für Deutschland" ersetzt.

e) In den Nummern 2.2.4 Satz 1 und 2 und 3.1 Satz 1 werden jeweils die Wörter „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie" durch das Wort „Solaranlagen" ersetzt.

52. Anlage 2 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift der Anlage wird wie folgt gefasst:

„Anlage 2 (zu § 36h)

Referenzertrag".

b) In Nummer 4 werden die Wörter „5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über dem Grund und einem logarithmischen Höhenprofil" durch die Wörter „6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe

von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist,“ ersetzt.

c) Die Nummern 6 und 7 werden wie folgt gefasst:

„6. Zur Vermessung der Leistungskennlinien nach Nummer 5 und zur Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort nach Nummer 2 sind für die Zwecke dieses Gesetzes Institutionen berechtigt, die für die Anwendung der in diesen Nummern genannten Richtlinien nach DIN EN ISO IEC 17025[6)] akkreditiert sind.

7. Bei der Anwendung des Referenzertrags zur Bestimmung und Überprüfung der Höhe des anzulegenden Wertes nach § 36h Absatz 2 ab Beginn des sechsten, elften und sechzehnten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres wird der Standortertrag mit dem Referenzertrag ins Verhältnis gesetzt. Der Standortertrag ist die Strommenge, die der Anlagenbetreiber an einem konkreten Standort über einen definierten Zeitraum tatsächlich hätte einspeisen können.

7.1. Der Standortertrag vor Inbetriebnahme wird aus dem Bruttostromertrag abzüglich der Verlustfaktoren ermittelt. Der Bruttostromertrag ist der mittlere zu erwartende Stromertrag einer Windenergieanlage an Land, der sich auf Grundlage des in Nabenhöhe ermittelten Windpotenzials mit einer spezifischen Leistungskurve ohne Abschläge ergibt. Verlustfaktoren sind Stromminindererträge aufgrund von

a) Abschattungseffekten,

b) fehlender technischer Verfügbarkeit der Anlage,

c) elektrischen Effizienzverlusten innerhalb des Windparks,

d) Einspeisereduzierungen bei Starkwind oder

e) genehmigungsrechtlichen Auflagen, zum Beispiel zu Geräuschemissionen, Schattenwurf, Naturschutz oder zum Schutz des Flugbetriebs einschließlich Radar.

7.2. Für die Ermittlung des Standortertrags der ersten fünf, zehn und 15 auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahre ist die eingespeiste Strommenge im Betrachtungszeitraum die Grundlage, zu der die fiktive Strommenge zu addieren ist, die der Anlagenbetreiber in dem Betrachtungszeitraum hätte einspeisen können. Die fiktive Strommenge ist die Summe der folgenden Strommengen:

a) Strommengen, die auf eine technische Nichtverfügbarkeit von mehr als 2 Prozent des Bruttostromertrags zurückgehen,

a) Strommengen, die wegen einer Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht erzeugt wurden,

b) Strommengen, die wegen Abregelungen durch den Netzbetreiber nach § 14 nicht erzeugt wurden, und

c) Strommengen, die wegen sonstigen Abschaltungen oder Drosselungen, zum Beispiel der optimierten Vermarktung des Stroms, der Eigenversorgung oder der Stromlieferungen unmittelbar an Dritte, nicht eigespeist wurden.

7.3 Die Berechnung des Standortertrags richtet sich nach dem Stand der Technik. Es wird vermutet, dass die Berechnungen dem Stand der Technik entsprechen, wenn die Technischen Richtlinien der „FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien“ insbesondere die Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 eingehalten worden sind. Die Berechnung der fiktiven Strommengen erfolgt auf der Grundlage der konkreten Anlagendaten für die entsprechenden Betriebsjahre. Zu dem Zweck ist der Betreiber der Anlage verpflichtet, eine Datenhaltung zu organisieren, aus der die hierfür notwendigen Betriebszustände der Anlage durch

---

6) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin, und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

berechtigte Dritte ausgelesen werden können und die nicht nachträglich verändert werden können.“

53. Anlage 3 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift der Anlage wird wie folgt gefasst:

„Anlage 3 (zu § 50b)

Voraussetzungen und Höhe der Flexibilitätsprämie“.

b) Nummer I wird wie folgt geändert:

aa) Nummer 1 wird wie folgt geändert:

aaa) In Buchstabe a wird jeweils die Angabe „§ 100 Absatz 1“ durch die Angabe „§ 100 Absatz 2“ und die Angabe „§ 25“ durch die Angabe „§ 52“ersetzt.

bbb) In Buchstabe c werden die Wörter „nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93“ durch die Wörter „an das Register“ ersetzt.

bb) In Nummer 5 werden die Wörter „nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93“ durch die Wörter „an das Register“ und die Wörter „§ 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b“ durch die Wörter „§ 44a Absatz 3 Nummer 2“ ersetzt und werden die Wörter „in Verbindung mit der Rechtsverordnung nach § 93“ gestrichen.

c) In Nummer II.1 sechster Spiegelstrich und Nummer II. 2.1 wird jeweils die Angabe „§ 54“ durch die Angabe „§ 50b“ ersetzt.

Artikel 2

Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See

(Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG)

Inhaltsübersicht

Teil 1
Allgemeine Bestimmungen

§ 1
Zweck und Ziel des Gesetzes

(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Nutzung der Windenergie auf See auszubauen.

(2) Ziel dieses Gesetzes ist es, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See ab dem Jahr 2021 auf insgesamt 15 Gigawatt bis zum Jahr 2030 zu steigern. Diese Steigerung soll stetig durch einen gleichmäßig über die Jahre verteilten Zubau, kosteneffizient und unter Berücksichtigung der für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten erfolgen. Der Ausbau von Windenergieanlagen auf See und der Ausbau der für die Übertragung des darin erzeugten Stroms erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen sollen daher, auch unter Berücksichtigung der Netzverknüpfungspunkte an Land, aufeinander abgestimmt werden und ein Gleichlauf der jeweiligen Planungen, Zulassungen, Errichtungen und Inbetriebnahmen soll erreicht werden.

§ 2
Anwendungsbereich

(1) Dieses Gesetz regelt

1. die Fachplanung in der ausschließlichen Wirtschaftszone und, soweit die nachfolgenden Bestimmungen dies vorsehen, im Küstenmeer und die Voruntersuchung von Flächen für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See,
2. die Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie nach § 22 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Windenergieanlagen auf See, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden; das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist anzuwenden, soweit dieses Gesetz nichts anderes regelt, und
3. die Zulassung, die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen, soweit sie nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden.

(2) Dieses Gesetz ist im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland und, soweit die nachfolgenden Bestimmungen dies ausdrücklich regeln, im Küstenmeer und auf der Hohen See anzuwenden.

§ 3

Begriffsbestimmungen

Im Sinn dieses Gesetzes ist oder sind

1. „Cluster" die im Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegten Räume für Windenergieanlagen auf See,
2. „clusterinterne Kapazitätsknappheit" die Überschreitung der Kapazität, die auf einer vorhandenen oder im bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes vorgesehenen Offshore-Anbindungsleitung für die bestehenden Projekte in einem Cluster zur Verfügung steht; als clusterinterne Knappheit gilt es auch, wenn bei einer clusterübergreifenden Anbindung, die in dem vorbehaltlos bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes vorgesehen ist, die Kapazität durch ein bestehendes Projekt aus einem anderen Cluster überschritten wird, das ausnahmsweise über eine solche clusterübergreifende Anbindung angeschlossen werden kann,
3. „Gebiete" Bereiche in der ausschließlichen Wirtschaftszone oder im Küstenmeer für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See,
4. „Flächen" Bereiche innerhalb von Gebieten, auf denen Windenergieanlagen auf See in räumlichem Zusammenhang errichtet werden sollen und für die deshalb eine gemeinsame Ausschreibung erfolgt,
5. „Offshore-Anbindungsleitungen" Offshore-Anbindungsleitungen im Sinn von § 2 Absatz 3 des Bundesbedarfsplangesetzes,
6. „Prototyp" einer Windenergieanlage auf See die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, die nachweislich wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen insbesondere bei der Generatorleistung, dem Rotordurchmesser, der Nabenhöhe, dem Turmtypen oder der Gründungsstruktur aufweisen,
7. „Windenergieanlage auf See" jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie, die auf See in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie der Bundesrepublik Deutschland aus seewärts errichtet worden ist; als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 „Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer", Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 „Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer", Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1:375 000[7)] dargestellte Küstenlinie, und
8. „zugewiesene Netzanbindungskapazität" das Recht, eine bestimmte Offshore-Anbindungsleitung bis zu einer bestimmten Leistung für die Übertragung von elektrischer Energie aus Windenergieanlagen auf See zu nutzen.

[7)] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Bernhard-Nocht-Straße 78, 20359 Hamburg und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

Teil 2
Fachplanung und Voruntersuchung

Abschnitt 1
Flächenentwicklungsplan

§ 4
Zweck des Flächenentwicklungsplans

(1) Der Flächenentwicklungsplan trifft fachplanerische Festlegungen für die ausschließliche Wirtschaftszone. Er kann fachplanerische Festlegungen für das Küstenmeer treffen. Nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bund, vertreten durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, und dem zuständigen Land werden die einzelnen Festlegungen für das Küstenmeer näher bestimmt.

(2) Für den Ausbau von Windenergieanlagen auf See und der hierfür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen trifft der Flächenentwicklungsplan Festlegungen mit dem Ziel,

1. das Ausbauziel nach § 4 Nummer 2 Buchstabe b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu erreichen,
2. die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See räumlich geordnet und flächensparsam auszubauen und
3. eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten und Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See zu planen, zu errichten, in Betrieb zu nehmen und zu nutzen.

§ 5
Gegenstand des Flächenentwicklungsplans

(1) Der Flächenentwicklungsplan enthält für den Zeitraum ab dem Jahr 2025 bis mindestens zum Jahr 2030 für die ausschließliche Wirtschaftszone und nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen für das Küstenmeer Festlegungen über

1. Gebiete; im Küstenmeer können Gebiete nur festgelegt werden, wenn das zuständige Land eine Verwaltungsvereinbarung nach § 4 Absatz 1 Satz 2 mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hierüber abgeschlossen und die Gebiete als möglichen Gegenstand des Flächenentwicklungsplans ausgewiesen hat,
2. Flächen in den nach Nummer 1 festgelegten Gebieten,
3. die zeitliche Reihenfolge, in der die festgelegten Flächen zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 kommen sollen, einschließlich der Benennung der jeweiligen Kalenderjahre,
4. die Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen,
5. die in den festgelegten Gebieten und auf den festgelegten Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung von Windenergieanlagen auf See,
6. Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit wie möglich, Umspannanlagen,
7. Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen,

8. Orte, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten,
9. Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen,
10. Trassen oder Trassenkorridore für mögliche Verbindungen der in den Nummern 1, 2, 6, 7 und 9 genannten Anlagen, Trassen oder Trassenkorridore untereinander und
11. standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

(2) Festlegungen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 sowie 6 bis 11 sind unzulässig, wenn überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. Diese Festlegungen sind insbesondere unzulässig, wenn

1. sie mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Absatz 3 des Raumordnungsgesetzes nicht übereinstimmen,
2. sie die Meeresumwelt gefährden,
3. sie die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigen,
4. sie die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung beeinträchtigen oder
5. im Fall einer Festlegung nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 das Gebiet oder die Fläche
   a) in einem nach § 57 des Bundesnaturschutzgesetzes ausgewiesenen Schutzgebiet liegt oder
   b) außerhalb der vom Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegten Cluster 1 bis 8 in der Nordsee und Cluster 1 bis 3 in der Ostsee oder außerhalb der durch ein Land ausgewiesenen Gebiete oder Flächen im Küstenmeer liegt, es sei denn, in diesen Clustern und diesen Gebieten und Flächen im Küstenmeer können nicht ausreichend Gebiete und Flächen festgelegt werden, um das Ausbauziel nach § 4 Nummer 2 Buchstabe b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu erreichen.

Soweit das Gebiet oder die Fläche in einem vom Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegten Cluster oder einem Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet eines Raumordnungsplans nach § 17 Absatz 3 Satz 1 des Raumordnungsgesetzes liegt, muss die Zulässigkeit der Festlegungen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 nur geprüft werden, soweit zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen der Prüfung erforderlich sind. Für die Strategische Umweltprüfung ist § 14f Absatz 3 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung entsprechend anzuwenden. Für durch ein Land ausgewiesene Gebiete und Flächen im Küstenmeer stellt das Land sämtliche Informationen und Unterlagen einschließlich derjenigen, die für die Strategische Umweltprüfung erforderlich sind, zur Verfügung, die für die Prüfung benötigt werden, ob die Festlegung dieser Gebiete und Flächen zulässig ist.

(3) Im Flächenentwicklungsplan werden einzelne Flächen nach Absatz 1 Nummer 2 und gebietsübergreifend die zeitliche Reihenfolge, in der die Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, mit dem Ziel festgelegt, dass ab dem Jahr 2025 Windenergieanlagen auf See auf diesen Flächen in Betrieb genommen und zeitgleich die zur Anbindung dieser Flächen jeweils erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen fertiggestellt werden sowie jeweils vorhandene Offshore-Anbindungsleitungen effizient genutzt und ausgelastet werden. Kriterien für die Festlegung der Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung sind insbesondere

1. die effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen, die zum Zeitpunkt der Erstellung des Flächenentwicklungsplans
   a) bereits vorhanden sind oder
   b) im Offshore-Netzentwicklungsplan vorbehaltlos bestätigt sind,
2. die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung für die im Jahr 2025 und in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen und Netzverknüpfungspunkte an Land; hierbei werden auch die Planung und der tatsächliche Ausbau von Netzen an Land berücksichtigt,
3. die räumliche Nähe zur Küste,
4. Nutzungskonflikte auf einer Fläche,

5. die voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit einer Fläche,

6. die voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche und die sich daraus ergebende Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung und

7. eine unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potentiale ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und in der Ostsee.

(4) Im Flächenentwicklungsplan werden die Gebiete sowie die Flächen und die zeitliche Reihenfolge nach Absatz 1 Nummer 3 und Absatz 3 so festgelegt, dass Windenergieanlagen auf See auf Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 600 bis 900 Megawatt und von durchschnittlich nicht mehr als 730 Megawatt

1. zu jedem Gebotstermin nach § 17 ausgeschrieben werden und

2. ab dem Jahr 2025 pro Kalenderjahr in Betrieb genommen werden.

Zwischen dem Kalenderjahr der Ausschreibung nach Satz 1 Nummer 1 für eine Fläche und dem Kalenderjahr der Inbetriebnahme der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See nach Satz 1 Nummer 2 auf dieser Fläche müssen mindestens so viele Monate liegen, dass die Realisierungsfristen nach § 59 eingehalten werden können. Soweit in den Ausschreibungen nach Teil 3 Abschnitt 3 für wesentlich weniger als 2 920 Megawatt ein Zuschlag nach § 34 erteilt wurde, werden die Festlegungen nach Satz 1 so getroffen, dass abweichend von Satz 1 die voraussichtlich zu installierende Leistung von 600 bis 900 Megawatt und durchschnittlich 730 Megawatt in dem Umfang erhöht wird, der zur Erreichung des Ausbauziels nach § 4 Nummer 2 Buchstabe b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erforderlich ist.

§ 6

Zuständigkeit und Verfahren zur Erstellung des Flächenentwicklungsplans

(1) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie macht die Einleitung und den voraussichtlichen Zeitpunkt des Abschlusses des Verfahrens zur Erstellung des Flächenentwicklungsplans nach § 73 Nummer 1 bekannt.

(2) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt unverzüglich nach Bekanntmachung der Einleitung des Verfahrens einen Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans. Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) fordert die Übertragungsnetzbetreiber auf, eine gemeinsame schriftliche Stellungnahme zu dem Vorentwurf innerhalb einer angemessenen Frist abzugeben. Bei ihrer Stellungnahme berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere

1. alle aus ihrer Sicht wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen, die zur Erreichung der Ziele nach § 4 Absatz 2 sowie für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich sind,

2. die Vorgaben nach § 5 und die im Bundesfachplan Offshore und in den Netzentwicklungsplänen getroffenen Festlegungen und

3. die zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten und die am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten.

Die Bundesnetzagentur prüft die Stellungnahme in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

(3) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie führt einen Anhörungstermin durch. In dem Anhörungstermin sollen Gegenstand und Umfang der in § 5 Absatz 1 genannten Festlegungen und die nach Absatz 2 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Stellungnahme erörtert werden. Insbesondere soll erörtert werden, in welchem Umfang und Detaillierungsgrad Angaben in den Umweltbericht nach § 14g des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung aufzunehmen sind. Der Anhörungstermin ist zugleich die Besprechung im Sinn des § 14f Absatz 4 Satz 2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Die Behörden, deren Aufgabenbereiche berührt sind, die Träger öffentlicher Belange, die Übertragungsnetzbetreiber und die nach § 3 des

Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes anerkannten Umweltvereinigungen werden vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zum Anhörungstermin geladen. Die Ladung kann elektronisch erfolgen. Die Anhörung ist öffentlich; die Unterrichtung der Öffentlichkeit über den Anhörungstermin erfolgt nach § 73 Nummer 1.

(4) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie legt aufgrund der Ergebnisse des Anhörungstermins einen Untersuchungsrahmen für den Flächenentwicklungsplan nach pflichtgemäßem Ermessen fest. Es erstellt unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Anhörungstermin einen Entwurf des Flächenentwicklungsplans und einen Umweltbericht, der den Anforderungen des § 14g des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung entsprechen muss. Die Betreiber von Übertragungsnetzen und von Windenergieanlagen auf See stellen dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die hierzu erforderlichen Informationen zur Verfügung.

(5) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie beteiligt die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, und die Öffentlichkeit zu dem Entwurf des Flächenentwicklungsplans und des Umweltberichts nach den Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Gegenstand der Beteiligung sind die Umweltauswirkungen und die Festlegungen des Plans. Ein Erörterungstermin soll durchgeführt werden.

(6) Ist eine Strategische Umweltprüfung nicht durchzuführen, beteiligt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, die Träger öffentlicher Belange und die Öffentlichkeit entsprechend dem in den Absätzen 3 bis 5 und in den §§ 14h bis 14l des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung vorgesehenen Verfahren; die Erstellung eines Umweltberichts ist dabei nicht erforderlich.

(7) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt den Flächenentwicklungsplan im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz, der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt und den Küstenländern.

(8) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie macht den Flächenentwicklungsplan nach § 73 Nummer 1 bekannt. Der erste Flächenentwicklungsplan muss bis zum 31. Dezember 2018 bekannt gemacht werden.

(9) Der Flächenentwicklungsplan ist nicht selbständig gerichtlich überprüfbar.

§ 7

Übergang vom Bundesfachplan Offshore und vom Offshore-Netzentwicklungsplan

Für Festlegungen ab dem Jahr 2025 werden

1. die bisher im Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes getroffenen Festlegungen durch die im Flächenentwicklungsplan nach § 5 getroffenen Festlegungen abgelöst und
2. die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes getroffenen Festlegungen teilweise durch die im Flächenentwicklungsplan nach § 5 und teilweise durch die im Netzentwicklungsplan nach den §§ 12b und 12c des Energiewirtschaftsgesetzes getroffenen Festlegungen abgelöst.

§ 8

Änderung und Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans

(1) Der Flächenentwicklungsplan kann auf Vorschlag des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie oder der Bundesnetzagentur geändert oder fortgeschrieben werden. Die Entscheidung über Zeitpunkt und Umfang eines Verfahrens zur Änderung oder Fortschreibung erfolgt im gegenseitigen Einvernehmen des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und der Bundesnetzagentur.

(2) Der Flächenentwicklungsplan wird nach Maßgabe von § 5 geändert oder fortgeschrieben, wenn zur Erreichung der Ziele nach § 4 die Festlegung anderer oder weiterer Gebiete und Flächen oder eine Änderung der zeitlichen Reihenfolge der Voruntersuchung der Flächen erforderlich ist oder wenn die folgenden Vorschriften es vorsehen, mindestens jedoch alle vier Jahre. Nach § 5 Absatz 1 kann die Fortschreibung über den Zeitraum bis

zum Jahr 2030 hinausgehen. Soweit zum 31. Dezember 2020 die insgesamt installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See wesentlich weniger als 7 700 Megawatt beträgt, wird der Flächenentwicklungsplan so fortgeschrieben oder geändert, dass abweichend von § 5 Absatz 4 Satz 1 die voraussichtlich zu installierende Leistung von 600 bis 900 Megawatt und durchschnittlich 730 Megawatt in dem Umfang erhöht wird, der zur Erreichung des Ausbauziels nach § 4 Nummer 2 Buchstabe b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erforderlich ist.

(3) Bei Fortschreibungen des Flächenentwicklungsplans über das Jahr 2030 hinaus können auch Festlegungen zu einer Nachnutzung und erneuten Ausschreibung von Flächen getroffen werden, die bereits für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See genutzt werden. Die erneute Ausschreibung einer Fläche für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See wird unter Berücksichtigung des Zwecks dieses Gesetzes nach § 1 festgelegt, wenn und soweit das erforderlich ist, um die jeweils maßgeblichen Ausbauziele nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zu erreichen.

(4) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und die Bundesnetzagentur machen die Einleitung eines Verfahrens zur Änderung oder Fortschreibung und deren voraussichtlichen Umfang nach § 73 Nummer 1 und 2 bekannt. § 6 ist entsprechend anzuwenden. Bei einer geringfügigen Änderung des Flächenentwicklungsplans kann das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie auf die Durchführung einzelner Verfahrensschritte verzichten; insbesondere kann die Beteiligung der betroffenen Behörden und der Öffentlichkeit schriftlich oder elektronisch erfolgen; die Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung bleiben unberührt.

Abschnitt 2

Voruntersuchung von Flächen

§ 9

Ziel der Voruntersuchung von Flächen

(1) Die Voruntersuchung von im Flächenentwicklungsplan festgelegten Flächen nach den §§ 10 bis 12 erfolgt in der im Flächenentwicklungsplan festgelegten Reihenfolge mit dem Ziel, für die Ausschreibungen nach Teil 3 Abschnitt 2

1. den Bietern die Informationen zur Verfügung zu stellen, die eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie nach § 22 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ermöglichen, und
2. die Eignung der Flächen festzustellen und einzelne Untersuchungsgegenstände vorab zu prüfen, um das anschließende Planfeststellungsverfahren nach Teil 4 in der ausschließlichen Wirtschaftszone oder das Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz im Küstenmeer für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf diesen Flächen zu beschleunigen.

(2) Eine Fläche ist voruntersucht, wenn die Informationen zu der Fläche nach § 10 Absatz 1 vorliegen und die Eignung der Fläche sowie die darauf zu installierende Leistung nach § 12 Absatz 5 festgestellt sind.

(3) Die Voruntersuchung von Flächen wird zeitlich so durchgeführt, dass vor der Bekanntmachung der Ausschreibung in einem Kalenderjahr nach § 19 die Voruntersuchung mindestens derjenigen Flächen abgeschlossen ist, die nach dem Flächenentwicklungsplan in diesem Kalenderjahr und im darauffolgenden Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen.

§ 10

Gegenstand und Umfang der Voruntersuchung von Flächen

(1) Um den Bietern die Informationen über die jeweilige Fläche zur Verfügung zu stellen, werden

1. die Untersuchungen zur Meeresumwelt durchgeführt und dokumentiert, die für eine Umweltverträglichkeitsstudie in dem Planfeststellungsverfahren nach § 45 zur Errichtung von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche erforderlich sind und die unabhängig von der späteren Ausgestaltung des Vorhabens durchgeführt werden können; hiervon umfasst sind insbesondere die Beschreibung und Bewertung der Umwelt und ihrer Bestandteile durch

   a) eine Bestandscharakterisierung,

   b) die Darstellung der bestehenden Vorbelastungen und

   c) eine Bestandsbewertung,

2. eine Vorerkundung des Baugrunds durchgeführt und dokumentiert und

3. Berichte erstellt über die Wind- und ozeanographischen Verhältnisse für die vorzuuntersuchende Fläche.

Die Untersuchungen nach Satz 1 sind nach dem Stand von Wissenschaft und Technik durchzuführen. Dies wird vermutet

1. für die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 1, wenn die Untersuchungen zur Meeresumwelt unter Beachtung des jeweils geltenden „Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt“[8)] durchgeführt worden sind,

2. für die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 2, wenn die Vorerkundung des Baugrunds unter Beachtung des jeweils geltenden „Standard Baugrunderkundung – Mindestanforderungen an die Baugrunderkundung und -untersuchung für Offshore-Windenergieanlagen, Offshore-Stationen und Stromkabel“[9)] durchgeführt worden ist, wobei lediglich eine Datenerhebung entsprechend einer Baugrundvorerkundung erforderlich ist.

(2) Um festzustellen, dass die jeweilige Fläche zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 geeignet ist, wird geprüft, ob der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche nicht entgegenstehen

1. die Kriterien für die Unzulässigkeit der Festlegung einer Fläche im Flächenentwicklungsplan nach § 5 Absatz 2,

2. soweit sie unabhängig von der späteren Ausgestaltung des Vorhabens beurteilt werden können,

   a) bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone die nach § 48 Absatz 4 Satz 1 für die Planfeststellung maßgeblichen Belange und

   b) bei Flächen im Küstenmeer die nach § 6 Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes für die Genehmigung maßgeblichen Kriterien.

Bei der Eignungsprüfung werden die Untersuchungsergebnisse und Unterlagen nach Absatz 1 berücksichtigt.

(3) Zur Bestimmung des Anteils einer Fläche am Ausschreibungsvolumen nach § 17 wird die zu installierende Leistung auf der jeweiligen Fläche bestimmt.

§ 11

Zuständigkeit für die Voruntersuchung von Flächen

(1) Zuständige Stelle für die Voruntersuchung von Flächen ist die Bundesnetzagentur. Sie lässt die Voruntersuchung in Einzelfällen oder in gleichartigen Fällen nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung im Auftrag wahrnehmen

1. bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie,

---

8) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Bernhard-Nocht-Straße 78, 20359 Hamburg und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

9) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Bernhard-Nocht-Straße 78, 20359 Hamburg und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

2. bei Flächen im Küstenmeer von der nach Landesrecht zuständigen Behörde.

In diesen Fällen nimmt die Behörde nach Satz 2 Nummer 1 oder Nummer 2 die Aufgaben der für die Voruntersuchung zuständigen Stelle im Sinn dieses Gesetzes wahr. Die Bundesnetzagentur macht eine Aufgabenwahrnehmung durch eine Behörde nach Satz 2 nach § 73 Nummer 2 bekannt.

(2) Die Feststellung der Eignung einer Fläche nach § 12 Absatz 5 Satz 1 bedarf des Einvernehmens der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt. Das Einvernehmen darf nur versagt werden, wenn durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche Beeinträchtigungen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu besorgen sind, die bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone nicht durch Bedingungen oder Auflagen im Planfeststellungsbeschluss nach § 48 Absatz 1 oder bei Flächen im Küstenmeer nicht durch Bedingungen oder Auflagen in der Genehmigung nach § 4 Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes verhütet oder ausgeglichen werden können.

§ 12

Verfahren zur Voruntersuchung von Flächen

(1) Die für die Voruntersuchung zuständige Stelle macht die Einleitung des Verfahrens zur Voruntersuchung einer Fläche nach § 73 bekannt.

(2) Die für die Voruntersuchung zuständige Stelle führt unverzüglich nach Bekanntgabe der Einleitung des Verfahrens einen Anhörungstermin durch. In dem Anhörungstermin sollen Gegenstand und Umfang der Maßnahmen zur Voruntersuchung nach § 10 Absatz 1 erörtert werden. Insbesondere soll erörtert werden, in welchem Umfang und Detaillierungsgrad Angaben in den Umweltbericht nach § 14g des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung aufzunehmen sind. Der Anhörungstermin ist zugleich Besprechung im Sinn des § 14f Absatz 4 Satz 2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, die Träger öffentlicher Belange und die nach § 3 des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes anerkannten Umweltvereinigungen werden von der für die Voruntersuchung zuständigen Stelle zum Anhörungstermin geladen. Die Ladung kann elektronisch erfolgen. Die Anhörung ist öffentlich; die Unterrichtung der Öffentlichkeit über den Anhörungstermin erfolgt nach § 73. Der Anhörungstermin kann gemeinsam mit dem Termin nach § 6 Absatz 3 erfolgen.

(3) Die für die Voruntersuchung zuständige Stelle legt auf Grundlage der Ergebnisse des Anhörungstermins einen Untersuchungsrahmen für die Voruntersuchung der Fläche nach pflichtgemäßem Ermessen fest. Die für die Voruntersuchung zuständige Stelle kann zur Bereitstellung von Informationen nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 insbesondere auf Grundlage der Ergebnisse des Anhörungstermins weitere Untersuchungsgegenstände festlegen, falls bei der Voruntersuchung einer Fläche ausnahmsweise zusätzlich zu den in § 10 Absatz 1 geregelten Untersuchungsgegenständen weitere zu untersuchen sind.

(4) Die für die Voruntersuchung zuständige Stelle erstellt die Informationen nach § 10 Absatz 1 unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Anhörungstermin, prüft die Eignung nach § 10 Absatz 2 und bestimmt die zu installierende Leistung nach § 10 Absatz 3.

(5) Ergibt die Eignungsprüfung, dass die Fläche zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 geeignet ist, werden als Grundlage für die spätere Ausschreibung durch die Bundesnetzagentur dieses Ergebnis und die zu installierende Leistung auf dieser Fläche durch Rechtsverordnung festgestellt. Die Eignungsfeststellung nach Satz 1 kann Vorgaben für das spätere Vorhaben beinhalten, insbesondere zu Art und Umfang der Bebauung der Fläche und ihrer Lage auf der Fläche, wenn andernfalls durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche Beeinträchtigungen der Kriterien und Belange nach § 10 Absatz 2 zu besorgen sind. Zum Erlass einer Rechtsverordnung nach Satz 1 wird ermächtigt

1. bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ohne Zustimmung des Bundesrates und

2. bei Flächen im Küstenmeer die Landesregierung des Landes, in dem sich das Küstenmeer befindet.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie kann die Ermächtigung zum Erlass einer Rechtsverordnung nach Satz 3 Nummer 1 durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates auf die für die Voruntersuchung zuständige Stelle übertragen. Die Rechtsverordnungen, die auf dieser Grundlage von einer Bundesoberbehörde erlassen werden, bedürfen nicht der Zustimmung des Bundesrates. Die für die Voruntersuchung zuständige Stelle legt im Anschluss an die Eignungsfeststellung durch Rechtsverordnung die Informationen nach § 14l Absatz 2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung zur Einsicht aus. Sie macht Ort und Zeit der Auslegung nach § 73 bekannt.

(6) Ergibt die Eignungsprüfung, dass die Fläche zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 nicht geeignet ist, macht die für die Voruntersuchung zuständige Stelle dieses Ergebnis nach § 73 bekannt. Sie übermittelt dieses Ergebnis schriftlich oder elektronisch dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber. Es erfolgt eine Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans nach § 8.

(7) Lässt die Bundesnetzagentur die Voruntersuchung nach § 11 Absatz 1 durch eine andere Behörde im Auftrag wahrnehmen, übermittelt diese zum Abschluss des Verfahrens die Untersuchungsergebnisse und Unterlagen aus der Voruntersuchung und die festgestellte zu installierende Leistung nach Absatz 5 unverzüglich im Anschluss an die Bekanntmachung nach Absatz 5 an die Bundesnetzagentur, sofern die Eignung der Fläche festgestellt wurde. Die Übermittlung kann elektronisch erfolgen.

§ 13

Errichtung und Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen

Die Errichtung und der Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen, die zur Anbindung der als geeignet festgestellten Flächen erforderlich sind, sind nicht Gegenstand der Voruntersuchung; sie richten sich nach § 17d des Energiewirtschaftsgesetzes.

Teil 3

Ausschreibungen

Abschnitt 1

Allgemeine Bestimmungen

§ 14

Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie

(1) Betreiber von Windenergieanlagen auf See, die nach dem 31. Dezember 2020 in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer in Betrieb genommen werden, haben für den Strom, der in diesen Anlagen erzeugt wird, einen Anspruch nach § 19 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nur, solange und soweit für die jeweilige Windenergieanlage auf See ein von der Bundesnetzagentur nach § 23 oder nach § 34 erteilter Zuschlag wirksam ist.

(2) Prototypen können abweichend von Absatz 1 einen Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nach Maßgabe von Teil 5 haben.

§ 15

Allgemeine Ausschreibungsbedingungen

Die Ausschreibungsbedingungen nach den §§ 30 bis 35a, § 55 und § 55a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind anzuwenden, soweit die nachfolgenden Bestimmungen nichts anderes regeln.

Abschnitt 2

Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen

§ 16

Gegenstand der Ausschreibungen

Für Windenergieanlagen auf See, die ab dem 1. Januar 2025 auf voruntersuchten Flächen in Betrieb genommen werden, ermittelt die Bundesnetzagentur ab dem Jahr 2020 die Anspruchsberechtigten und den anzulegenden Wert für den in diesen Anlagen erzeugten Strom nach § 22 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen.

§ 17

Ausschreibungsvolumen

Die Bundesnetzagentur schreibt ab dem Jahr 2020 jährlich zum Gebotstermin 1. September entsprechend den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans jeweils ein Ausschreibungsvolumen von 600 bis 900 Megawatt aus, wobei

1. durchschnittlich nicht mehr als 730 Megawatt pro Kalenderjahr ausgeschrieben werden dürfen,
2. das Ausschreibungsvolumen auf die voruntersuchten Flächen, die nach dem Flächenentwicklungsplan in dem jeweiligen Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen, verteilt wird und
3. der Anteil einer Fläche nach Nummer 2 am Ausschreibungsvolumen sich nach dem Flächenentwicklungsplan und der in der Voruntersuchung festgestellten zu installierenden Leistung auf den Flächen bestimmt.

§ 18

Veränderung des Ausschreibungsvolumens

(1) Die Bundesnetzagentur kann für das Ausschreibungsvolumen und die Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf die Flächen zu einem Gebotstermin in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie vom Flächenentwicklungsplan nur abweichen, wenn und soweit

1. die Voruntersuchung der Flächen, die nach dem Flächenentwicklungsplan in diesem Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen, nicht rechtzeitig abgeschlossen ist,
2. die Eignung einer Fläche, die nach dem Flächenentwicklungsplan in diesem Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen soll, nicht festgestellt wurde oder
3. bis zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung die Voraussetzungen vorliegen, um bereits erteilte Zuschläge nach § 60 Absatz 3 zu widerrufen oder Netzanbindungskapazitäten nach § 17d Absatz 6 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung zu entziehen; in

diesem Fall darf die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen nur erhöhen, wenn und soweit die Erreichung des Ziels nach § 4 Nummer 2 Buchstabe b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gefährdet ist.

Bei der Auswahl der Flächen, die nach Satz 1 ausnahmsweise abweichend vom Flächenentwicklungsplan zu diesem Gebotstermin zur Ausschreibung kommen, beachtet die Bundesnetzagentur die übrigen Festlegungen im Flächenentwicklungsplan und die Kriterien zur Flächenfestlegung und zur zeitlichen Reihenfolge nach § 5 Absatz 3.

(2) Die Bundesnetzagentur muss das Ausschreibungsvolumen im Fall eines nach Durchführung eines Zuschlagsverfahrens nach § 34 erfolgreichen Rechtsbehelfs nach § 83a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verringern. Die Verringerung entspricht dem Umfang des nach § 83a Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu erteilenden Zuschlags und muss über mehrere Gebotstermine verteilt werden, wenn andernfalls das Ausschreibungsvolumen eines Jahres auf weniger als 400 Megawatt verringert werden müsste.

(3) Passt die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen nach den Absätzen 1 und 2 an, muss der Flächenentwicklungsplan nach § 8 geändert oder fortgeschrieben werden, wenn er andernfalls in den Folgejahren aufgrund der Anpassungen nicht mehr eingehalten werden könnte.

§ 19

Bekanntmachung der Ausschreibungen

Die Bundesnetzagentur macht die Ausschreibungen spätestens sechs Kalendermonate vor dem jeweiligen Gebotstermin nach § 73 Nummer 2 bekannt. Die Bekanntmachungen müssen mindestens folgende Angaben enthalten:

1. den Gebotstermin,
2. das Ausschreibungsvolumen nach den §§ 17 und 18,
3. die Bezeichnungen der ausgeschriebenen Flächen,
4. die Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf die jeweiligen Flächen, soweit das Ausschreibungsvolumen auf mehr als eine Fläche verteilt ist,
5. für jede Fläche die Bezeichnung der Offshore-Anbindungsleitung und das Kalenderjahr nach § 5 Absatz 1 Nummer 4, in dem diese in Betrieb genommen werden soll,
6. das Kalenderjahr, in dem die Frist zur Zahlung der Marktprämie nach § 24 Absatz 1 Nummer 2 zweiter Halbsatz frühestens beginnt,
7. die jeweiligen Unterlagen nach § 10 Absatz 1 für die ausgeschriebenen Flächen,
8. den Höchstwert nach § 22,
9. die Angabe, ob für die ausgeschriebenen Flächen die Voraussetzungen für ein Eintrittsrecht nach § 40 Nummer 1 bis 5 vorliegen,
10. die jeweils nach § 30a Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von der Bundesnetzagentur für die Gebotsabgabe vorgegebenen Formatvorgaben,
11. die Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, soweit sie die jeweilige Gebotsabgabe und das jeweilige Zuschlagsverfahren betreffen, und
12. einen Hinweis auf die nach § 46 Absatz 6 und § 48 Absatz 4 Nummer 7 erforderliche Verpflichtungserklärung.

§ 20

Anforderungen an Gebote

(1) In Ergänzung zu § 30 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes müssen Gebote folgenden Anforderungen genügen:

1. der Bieter muss mit Abgabe seines Gebots das Einverständnis zur Nutzung von Unterlagen durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und die Bundesnetzagentur nach § 67 Absatz 1 erklären, und

2. die Gebotsmenge eines Gebots muss dem Anteil des Ausschreibungsvolumens für die Fläche entsprechen, für die das Gebot abgegeben wird.

(2) Bieter müssen in ihren Geboten in Ergänzung zu § 30 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die voruntersuchte Fläche bezeichnen, für die das Gebot abgegeben wird, soweit die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen auf mehr als eine voruntersuchte Fläche verteilt hat.

§ 21

Sicherheit

Die Höhe der Sicherheit nach § 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 300 Euro pro Kilowatt installierter Leistung.

§ 22

Höchstwert

(1) Der Höchstwert entspricht dem niedrigsten Gebotswert zum Gebotstermin 1. Dezember 2017, für den im Zuschlagsverfahren nach § 34 ein Zuschlag erteilt wurde.

(2) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes einen von Absatz 1 abweichenden Höchstwert unter Berücksichtigung der zum Zeitpunkt der Bekanntmachung bestehenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie des zu erwartenden technologischen Fortschritts bestimmen, wenn sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert unter Berücksichtigung der §§ 1 und 2 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu hoch oder zu niedrig ist. Dabei darf der neue Höchstwert um nicht mehr als 10 Prozent von dem zum Zeitpunkt der Neufestlegung geltenden Höchstwert abweichen.

§ 23

Zuschlagsverfahren, anzulegender Wert

(1) Die Bundesnetzagentur erteilt auf jeder ausgeschriebenen Fläche dem Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert den Zuschlag unter dem Vorbehalt des Widerrufs nach § 60 Absatz 3 und unter dem Vorbehalt eines Übergangs nach § 43 bei wirksamer Ausübung eines Eintrittsrechts.

(2) Der anzulegende Wert ist der Gebotswert des bezuschlagten Gebots.

§ 24

Rechtsfolgen des Zuschlags

(1) Mit der Erteilung des Zuschlags nach § 23 hat der bezuschlagte Bieter

1. das ausschließliche Recht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach Teil 4 Abschnitt 1 zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der jeweiligen Fläche, wobei die Informationen und die Eignungsfeststellung der Voruntersuchung dem bezuschlagten Bieter zugute kommen,

2. Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Windenergieanlagen auf See im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge auf der jeweiligen Fläche, solange und soweit die weiteren Voraussetzungen für den Anspruch nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfüllt sind;

dieser Anspruch beginnt abweichend von § 25 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes frühestens in dem nach § 19 Nummer 6 bekannt gemachten Kalenderjahr, und

3. im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge

   a) Anspruch auf Anschluss der Windenergieanlagen auf See auf der jeweiligen Fläche an die im Flächenentwicklungsplan festgelegte Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 9 des Energiewirtschaftsgesetzes und

   b) zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der im Flächenentwicklungsplan festgelegten Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 9 des Energiewirtschaftsgesetzes.

(2) Durch den Zuschlag werden keine Rechte begründet für die Zeit nach dem Ende des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 25 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Die bezuschlagte Fläche kann nach Maßgabe des Flächenentwicklungsplans nach § 8 Absatz 3 erneut ausgeschrieben werden.

§ 25

Erstattung von Sicherheiten an Bieter ohne Zuschlag

Die Bundesnetzagentur gibt unverzüglich die hinterlegten Sicherheiten für ein Gebot zurück, wenn der Bieter für dieses Gebot keinen Zuschlag nach § 23 erhalten hat.

Abschnitt 3

Ausschreibungen für bestehende Projekte

§ 26

Ausschreibungen für bestehende Projekte

(1) Für Windenergieanlagen auf See, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden, ermittelt die Bundesnetzagentur zu den Gebotsterminen 1. März 2017 und 1. Dezember 2017 die Anspruchsberechtigten und den anzulegenden Wert für den in diesen Anlagen erzeugten Strom nach § 22 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Ausschreibungen, an denen nur bestehende Projekte teilnehmen können.

(2) Bestehende Projekte im Sinn von Absatz 1 sind Projekte zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See,

1. für die vor dem 8. Juni 2016

   a) nach § 5 oder § 17 der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung für die ausschließliche Wirtschaftszone ein Plan festgestellt oder eine Genehmigung erteilt worden ist,

   b) nach § 4 Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes für das Küstenmeer eine Genehmigung erteilt worden ist oder

   c) ein Erörterungstermin nach § 73 Absatz 6 des Verwaltungsverfahrensgesetzes durchgeführt worden ist und

2. die geplant sind im Fall von Vorhaben in der ausschließlichen Wirtschaftszone in

   a) der Nordsee in einem der Cluster 1 bis 8 des Bundesfachplans Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014 des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie[10)] oder

---

[10)] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Bernhard-Nocht-Straße 78, 20359 Hamburg; auch zu beziehen über www.bsh.de

b) der Ostsee in einem der Cluster 1 bis 3 des Bundesfachplans Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2013 des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie[11].

§ 27

Ausschreibungsvolumen

(1) Das Ausschreibungsvolumen beträgt 1 460 Megawatt pro Gebotstermin.

(2) Zum Gebotstermin 1. Dezember 2017 erhöht sich das Ausschreibungsvolumen in dem Umfang, in dem zum Gebotstermin 1. März 2017 Zuschläge nach § 34 für weniger als 1 460 Megawatt erteilt wurden.

§ 28

Planung der Offshore-Anbindungsleitungen

Die Errichtung und der Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen zu den Clustern, die nach § 26 Absatz 2 Nummer 2 für einen Zuschlag in Betracht kommen, erfolgt nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes.

§ 29

Bekanntmachung der Ausschreibungen

Die Bundesnetzagentur macht die Ausschreibungen spätestens acht Kalenderwochen vor dem jeweiligen Gebotstermin nach § 73 Nummer 1 bekannt. Die Bekanntmachungen enthalten mindestens folgende Angaben:

1. den Gebotstermin,
2. das Ausschreibungsvolumen,
3. den Höchstwert nach § 33,
4. den Umfang der Netzanbindungskapazitäten, die in den nach § 26 Absatz 2 Nummer 2 für einen Zuschlag in Betracht kommenden Clustern jeweils zur Verfügung stehen; die zur Verfügung stehenden Netzanbindungskapazitäten pro Cluster berechnen sich
   a) aus der Netzanbindungskapazität aller bereits im Betrieb oder im Bau befindlichen und im Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes bestätigten Offshore-Anbindungsleitungen, die für eine Anbindung der bestehenden Projekte nach § 26 Absatz 2 in Betracht kommen,
   b) abzüglich des Umfangs der auf diesen Offshore-Anbindungsleitungen bereits zugewiesenen Netzanbindungskapazität
      aa) von bereits im Betrieb befindliche Windenergieanlagen auf See,
      bb) durch unbedingte Netzanbindungszusagen des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers nach § 118 Absatz 12 des Energiewirtschaftsgesetzes in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung,
      cc) durch Kapazitätszuweisungen nach § 17d Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung oder
      dd) durch Zuschläge nach § 34 Absatz 1 aus dem Gebotstermin 1. März 2017,

[11] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Bernhard-Nocht-Straße 78, 20359 Hamburg; auch zu beziehen über www.bsh.de

5. in welchen Fällen clusterübergreifende Netzanbindungen im Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes und im bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes ausnahmsweise vorgesehen sind und in welchem Umfang dadurch zusätzliche Netzanbindungskapazität in dem clusterübergreifend anschließbaren Cluster zur Verfügung steht,
6. das im Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes vorgesehene Jahr der geplanten Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitungen,
7. das Kalenderjahr, in dem die Frist zur Zahlung der Marktprämie nach § 37 Absatz Nummer 1 zweiter Halbsatz frühestens beginnt,
8. die jeweils nach § 30a Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von der Bundesnetzagentur für die Gebotsabgabe vorgegebenen Formatvorgaben,
9. die Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, soweit sie die jeweilige Gebotsabgabe und das jeweilige Zuschlagsverfahren betreffen, und
10. einen Hinweis auf die nach § 46 Absatz 6 und § 48 Absatz 4 Nummer 7 erforderliche Verpflichtungserklärung.

§ 30

Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen für bestehende Projekte

(1) Bei den Ausschreibungen nach § 26 dürfen natürliche Personen, rechtsfähige Personengesellschaften und juristische Personen Gebote abgeben, die Inhaber eines bestehenden Projekts im Sinn des § 26 Absatz 2 sind.

(2) Zur Teilnahme an einer Ausschreibung nach § 26

1. muss der Plan oder die Genehmigung bei bestehenden Projekten nach § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a und b wirksam sein oder
2. darf das Planfeststellungsverfahren oder das Verfahren zur Genehmigung bei bestehenden Projekten nach § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe c nicht durch ablehnenden Bescheid beendet worden sein.

Die Teilnahme ist nur zulässig, wenn für das bestehende Projekt bei Bekanntmachung der Ausschreibung nach § 29 weder eine unbedingte Netzanbindungszusage nach § 118 Absatz 12 des Energiewirtschaftsgesetzes noch eine Zuweisung von Anschlusskapazitäten nach § 17d Absatz 3 Satz 1 Energiewirtschaftsgesetzes in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung besteht.

(3) Eine Teilnahme an der Ausschreibung zum Gebotstermin 1. Dezember 2017 ist nur zulässig, soweit für das bestehende Projekt nach § 26 Absatz 2 Nummer 1 bei der Ausschreibung zum Gebotstermin 1. März 2017 kein Zuschlag erteilt wurde.

§ 31

Anforderungen an Gebote

(1) Die Gebote müssen in Ergänzung zu § 30 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes folgende Angaben enthalten:

1. das Aktenzeichen der Planfeststellung, der Genehmigung oder des laufenden Verwaltungsverfahrens für das bestehende Projekt nach § 26 Absatz 2 Nummer 1,
2. bei bestehenden Projekten
   a) nach § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a und b eine Bestätigung der für die Feststellung des Plans oder die Erteilung der Genehmigung zuständigen Behörde über die Wirksamkeit des Plans oder der Genehmigung,

b) nach § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe c eine Bewertung der für die Feststellung des Plans oder die Erteilung der Genehmigung zuständigen Behörde darüber, dass das Vorhaben voraussichtlich genehmigungsfähig ist, und

3. die Offshore-Anbindungsleitung, auf der der Bieter für das Projekt im Falle eines Zuschlags nach § 34 Anbindungskapazität benötigen würde.

§ 30 Absatz 1 Nummer 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Standort der Windenergieanlagen auf See mit den in der Planfeststellung oder der Genehmigung oder mit den für den Erörterungstermin genannten Koordinaten anzugeben ist.

(2) Der Bieter kann hilfsweise im Gebot die folgenden Angaben machen:

1. eine mindestens zu bezuschlagende Gebotsmenge, bis zu der der angegebene Gebotswert gilt (Mindestgebotsmenge),
2. einen weiteren, höheren Gebotswert für die Erteilung eines Zuschlags bis zu einer Menge in einem zu bezeichnenden geringeren Umfang als der Mindestgebotsmenge (Hilfsgebot).

Macht der Bieter von der Möglichkeit nach Satz 1 Nummer 1 keinen Gebrauch, ist die Gebotsmenge zugleich die Mindestgebotsmenge.

§ 32

Sicherheit

Die Höhe der Sicherheit nach § 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bestimmt sich aus der Gebotsmenge nach § 30 Absatz 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes multipliziert mit 150 Euro pro Kilowatt installierter Leistung. Für die nach § 31 Absatz 2 angegebenen Gebotsmengen ist keine zusätzliche Sicherheit zu leisten.

§ 33

Höchstwert

Der Höchstwert für Strom aus Windenergieanlagen auf See beträgt 12 Cent pro Kilowattstunde.

§ 34

Zuschlagsverfahren

(1) Die Bundesnetzagentur führt bei jeder Ausschreibung das folgende Zuschlagsverfahren durch:

1. Die Bundesnetzagentur sortiert die Gebote einschließlich der Hilfsgebote
   a) bei unterschiedlichen Gebotswerten nach dem jeweiligen Gebotswert von Geboten und Hilfsgeboten in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit dem Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert,
   b) bei demselben Gebotswert nach der jeweiligen Mindestgebotsmenge in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit der niedrigsten Mindestgebotsmenge; soweit die Gebotswerte und die Mindestgebotsmengen der Gebote gleich sind, entscheidet das Los über die Reihenfolge, soweit die Reihenfolge für die Zuschlagserteilung maßgeblich ist.
2. Die Bundesnetzagentur prüft jedes Gebot in der Reihenfolge nach Nummer 1 anhand des folgenden Verfahrens:
   a) Wenn durch die Mindestgebotsmenge weder das Ausschreibungsvolumen überschritten noch eine clusterinterne Kapazitätsknappheit ausgelöst wird (Zuschlagsgrenzen), wird ein Zuschlag nach Maßgabe von Buchstabe b erteilt. Andernfalls wird für das Gebot kein Zuschlag erteilt.

b) Der Zuschlag wird in Höhe der Gebotsmenge erteilt, wenn dadurch keine der Zuschlagsgrenzen nach Buchstabe a überschritten wird. Andernfalls wird der Zuschlag in dem Umfang erteilt, der unter Einhaltung der Zuschlagsgrenzen möglich ist.

Hat die Bundesnetzagentur einem Gebot nach Nummer 1 einen Zuschlag erteilt, darf sie einem Hilfsgebot zu diesem Gebot keinen Zuschlag erteilen.

(2) Die Bundesnetzagentur erteilt die Zuschläge unter dem Vorbehalt des Widerrufs nach § 60 Absatz 3.

(3) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes nähere Bestimmungen zur Umsetzung der Absätze 1 und 2 treffen.

§ 35

Flächenbezug des Zuschlags

Die Bundesnetzagentur muss den Zuschlag bezogen auf die Fläche erteilen, die sich aus den Standortangaben nach § 31 Absatz 1 Satz 2 ergibt.

§ 36

Zuschlagswert und anzulegender Wert

(1) Zuschlagswert ist der in dem jeweiligen bezuschlagten Gebot angegebene Gebotswert.

(2) Der anzulegende Wert ist jeweils der Zuschlagswert. Abweichend von Satz 1 erhöht sich der anzulegende Wert gegenüber dem Zuschlagswert für jeden über eine Wassertiefe von 25 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 0,02 Cent je Kilowattstunde. Die Wassertiefe ist ausgehend von dem Seekartennull zu bestimmen.

§ 37

Rechtsfolgen des Zuschlags

(1) Mit der Erteilung des Zuschlags nach § 34 hat der bezuschlagte Bieter

1. Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Windenergieanlagen auf See im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge auf der Fläche nach § 35, solange und soweit die weiteren Voraussetzungen für den Anspruch nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfüllt sind; dieser Anspruch beginnt abweichend von § 25 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes frühestens in dem nach § 29 Satz 2 Nummer 7 bekannt gemachten Kalenderjahr, und
2. im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge
   a) Anspruch auf Anschluss der Windenergieanlagen auf See auf der Fläche nach § 35 an die nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes vorgesehene Offshore-Anbindungsleitung ab dem Zeitpunkt des Eintritts des verbindlichen Fertigstellungstermins nach § 17d Absatz 2 Satz 9 des Energiewirtschaftsgesetzes und
   b) zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes vorgesehenen Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 9 des Energiewirtschaftsgesetzes.

(2) Durch den Zuschlag werden keine Rechte begründet für die Zeit nach dem Ende des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 25 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Die Fläche nach § 35 kann nach Maßgabe des Flächenentwicklungsplans nach § 8 Absatz 3 erneut ausgeschrieben werden.

§ 38

Erstattung von Sicherheiten an Bieter ohne Zuschlag

Die Bundesnetzagentur gibt unverzüglich die hinterlegten Sicherheiten für ein bestimmtes Gebot zurück, wenn der Bieter für dieses Gebot keinen Zuschlag nach § 34 erhalten hat.

Abschnitt 4

Eintrittsrecht für bestehende Projekte

§ 39

Eintrittsrecht für den Inhaber eines bestehenden Projekts

(1) Der Inhaber eines bestehenden Projekts nach § 26 Absatz 2 hat nach Maßgabe dieses Abschnitts zum Ausgleich für die Überlassung der bei der Entwicklung seines Projekts durch ihn erhobenen Daten bei den Ausschreibungen nach Abschnitt 2 das Recht, in einen nach § 23 bis zum 31. Dezember 2030 erteilten Zuschlag einzutreten (Eintrittsrecht).

(2) Inhaber eines bestehenden Projekts im Sinn von Absatz 1 ist

1. im Fall von § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a der Inhaber des Plans oder der Genehmigung nach § 5 oder § 17 der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung für die ausschließliche Wirtschaftszone an dem Tag, an dem die Genehmigung oder der Plan unwirksam wird,
2. im Fall von § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b der Inhaber der Genehmigung nach § 4 Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes für das Küstenmeer an dem Tag, an dem die Genehmigung unwirksam wird,
3. im Fall von § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe c der Vorhabenträger an dem Tag, an dem das Verfahren beendet wird.

(3) Das Eintrittsrecht kann auf eine andere natürliche oder juristische Person übertragen werden. Die Übertragung ist nur wirksam, wenn sie dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie schriftlich vom bisherigen Berechtigten angezeigt wird. Das Eintrittsrecht kann nur bis zum Tag der Bekanntmachung der Ausschreibung nach § 19 für die voruntersuchte Fläche übertragen werden, für die das Eintrittsrecht besteht.

§ 40

Voraussetzungen und Reichweite des Eintrittsrechts

(1) Der Inhaber eines bestehenden Projekts hat ein Eintrittsrecht, wenn

1. sich eine ausgeschriebene voruntersuchte Fläche vollständig oder überwiegend mit der Fläche überschneidet, die Gegenstand des bestehenden Projekts war, soweit Ersuche oder Anträge auf Durchführung des Planfeststellungsverfahrens für das bestehende Projekt nicht nach § 3 der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung zurückgestellt waren,
2. für das bestehende Projekt zu beiden Gebotsterminen nach § 26 ein Gebot abgegeben worden ist,
3. er weder ganz noch teilweise für das bestehende Projekt in einer Ausschreibung nach § 26 einen Zuschlag erhalten hat,
4. er innerhalb der Frist nach § 41 Absatz 2 eine wirksame Verzichtserklärung nach § 41 Absatz 1 Nummer 2 abgegeben hat,

5. er innerhalb der Frist nach § 41 Absatz 2 die Unterlagen nach § 41 Absatz 1 Nummer 1 an das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie oder die zuständige Landesbehörde übergeben hat und

6. er in der Ausschreibung nach Abschnitt 2 für die von dem Eintrittsrecht betroffene voruntersuchte Fläche ein Gebot abgegeben hat.

(2) Wenn sich die räumliche Ausdehnung des bestehenden Projekts nur teilweise, aber überwiegend mit der voruntersuchten Fläche überschneidet, besteht das Eintrittsrecht für die gesamte voruntersuchte Fläche. Wenn sich mehrere bestehende Projekte mit der voruntersuchten Fläche überschneiden, hat nur der Inhaber des bestehenden Projekts ein Eintrittsrecht, dessen räumliche Ausdehnung sich mit dem überwiegenden Teil der voruntersuchten Fläche überschneidet.

§ 41

Datenüberlassung und Verzichtserklärung

(1) Das Eintrittsrecht setzt voraus, dass der Inhaber eines bestehenden Projekts in der ausschließlichen Wirtschaftszone

1. dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

   a) sämtliche im Rahmen des Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren nach der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung vom Vorhabenträger eingereichte Unterlagen und

   b) sämtliche beim Vorhabenträger vorhandene Untersuchungsergebnisse und Unterlagen, die denjenigen nach § 10 Absatz 1 entsprechen,

   jeweils einschließlich der Rohdaten frei von Rechten Dritter, die der Nutzung durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und andere Vorhabenträger beschränken oder verhindern, überlässt und

2. gegenüber dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie schriftlich erklärt, frei von Bedingungen, Befristungen oder sonstigen Nebenbestimmungen zu verzichten

   a) auf sämtliche ihm mit der Planfeststellung oder Genehmigung des Vorhabens nach der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung eingeräumten Rechte und

   b) auf sämtliche Rechte an den Untersuchungsergebnissen und Unterlagen nach Nummer 1.

(2) Die Verzichtserklärung nach Absatz 1 Nummer 2 muss dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie spätestens zum Ablauf des Kalendermonats zugehen, der auf die Bekanntmachung der Zuschläge in der Ausschreibung zum Gebotstermin 1. Dezember 2017 folgt (materielle Ausschlussfrist). Die Datenüberlassung nach Absatz 1 Nummer 1 muss in derselben Frist erfolgen.

(3) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie kann für die Verzichtserklärung nach Absatz 1 Nummer 2 Formulare bereitstellen und deren Nutzung verbindlich vorgeben. Erklärungen, die ohne Nutzung dieser Formulare abgegeben werden, sind unwirksam.

(4) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie stellt durch feststellenden Verwaltungsakt nach Ablauf der Frist nach Absatz 2 gegenüber allen Inhabern bestehender Projekte, die eine Verzichtserklärung abgegeben und Daten überlassen haben, fest, ob der Verzicht wirksam und die überlassenen Daten vollständig sind. In dem Bescheid ist auch festzustellen, auf welche Fläche sich der Verzicht und die überlassenen Daten beziehen.

(5) Bei bestehenden Projekten im Küstenmeer sind die Absätze 1 und 2 mit den Maßgaben anzuwenden, dass

1. die Planfeststellung oder Genehmigung und das Planfeststellungsverfahren oder das Genehmigungsverfahren nach der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung durch die Genehmigung und das Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zu ersetzen sind und

2. an die Stelle des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie die zuständige Landesbehörde tritt.

§ 42

Ausübung des Eintrittsrechts

(1) Der Eintrittsberechtigte muss zur Ausübung seines Eintrittsrechts spätestens zum Ablauf des Kalendermonats, der auf die Bekanntmachung der Zuschläge in der Ausschreibung nach Abschnitt 2 für die von dem Eintrittsrecht betroffene voruntersuchte Fläche folgt,

1. gegenüber der Bundesnetzagentur schriftlich oder elektronisch erklären, dass er sein Eintrittsrecht für sein bestehendes Projekt ausübt, wobei in der Erklärung das bestehende Projekt benannt sein muss, und
2. die erforderliche Sicherheit nach § 21 leisten.

(2) Das Eintrittsrecht muss in vollem Umfang ausgeübt werden. Eine teilweise Ausübung ist unzulässig.

§ 43

Rechtsfolgen des Eintritts

Sofern die Voraussetzungen für das Eintrittsrecht nach § 40 Absatz 1 vorliegen und der Inhaber des bestehenden Projekts das Eintrittsrecht nach § 42 wirksam ausgeübt hat, geht der dem Bieter nach § 23 erteilte Zuschlag für die von dem Eintrittsrecht betroffene voruntersuchte Fläche auf den Inhaber des bestehenden Projekts vollständig über.

Teil 4

Zulassung, Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie Anlagen zur Übertragung des Stroms

§ 44

Geltungsbereich von Teil 4

(1) Die Bestimmungen dieses Teils sind anzuwenden für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Windenergieanlagen auf See sowie Anlagen zur Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen auf See einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen (Einrichtungen), wenn und soweit

1. sie im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland liegen oder
2. sie auf der Hohen See liegen und wenn der Unternehmenssitz des Vorhabenträgers im Bundesgebiet liegt.

(2) Die Bestimmungen von Abschnitt 2 Unterabschnitt 2 dieses Teils sind mit Ausnahme von § 64 Absatz 1 Nummer 1 und § 67 auch auf Windenergieanlagen auf See im Küstenmeer entsprechend anzuwenden.

Abschnitt 1
Zulassung von Einrichtungen

§ 45
Planfeststellung

(1) Die Errichtung und der Betrieb von Einrichtungen sowie die wesentliche Änderung solcher Einrichtungen oder ihres Betriebs bedürfen der Planfeststellung.

(2) Zuständige Anhörungs- und Planfeststellungsbehörde ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie; dieses ist auch Plangenehmigungsbehörde.

(3) Für das Planfeststellungsverfahren sind die §§ 72 bis 78 des Verwaltungsverfahrensgesetzes anzuwenden, soweit dieses Gesetz nichts anderes bestimmt. § 36 Absatz 2 und 3 des Verwaltungsverfahrensgesetzes ist anzuwenden.

§ 46
Verhältnis der Planfeststellung zu den Ausschreibungen

(1) Den Antrag auf Durchführung des Planfeststellungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See kann nur stellen, wer über einen Zuschlag der Bundesnetzagentur auf der Fläche verfügt, auf die sich der Plan bezieht.

(2) Die Planfeststellungsbehörde muss unverzüglich nach dem 1. Januar 2017

1. für sämtliche Vorhaben nach § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a Fristen bis zum 15. März 2018 verlängern, deren fruchtloses Verstreichen ansonsten zur Unwirksamkeit des Planfeststellungsbeschlusses oder der Genehmigung vor dem letzten Gebotstermin nach § 26 Absatz 1 führen würde, und
2. sämtliche Planfeststellungsverfahren und Genehmigungsverfahren für bestehende Projekte nach § 26 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe c bis zur Erteilung der Zuschläge nach § 34 zum Gebotstermin 1. Dezember 2017 ruhend stellen.

(3) Mit dem 1. Januar 2017 enden sämtliche laufenden Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See, soweit die Vorhaben nicht unter den Anwendungsbereich der Ausschreibungen für bestehende Projekte nach § 26 Absatz 2 fallen. Die Planfeststellungsbehörde bestätigt die Beendigung des Verfahrens auf Antrag des Vorhabenträgers.

(4) Mit der Erteilung der Zuschläge nach § 34 aus dem Gebotstermin 1. Dezember 2017 enden sämtliche laufenden Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See, für die kein Zuschlag wirksam ist.

(5) Die Planfeststellungsbehörde darf für bestehende Projekte, die in keiner Ausschreibung nach § 26 Absatz 1 einen Zuschlag erhalten haben, Fristen nicht verlängern, die sie mit dem Ziel einer zügigen Errichtung und Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See vorgegeben hat. Satz 1 ist auf Fristverlängerungen nach Absatz 2 Nummer 1 entsprechend anzuwenden.

(6) Vorhaben zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See, die über einen Zuschlag nach § 23 oder nach § 34 verfügen, dürfen mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Anlagen erst beginnen, wenn die Verpflichtung nach § 66 Absatz 2 wirksam erklärt wurde.

§ 47

Planfeststellungsverfahren

(1) Der Plan umfasst zusätzlich zu den Zeichnungen und Erläuterungen nach § 73 Absatz 1 Satz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes

1. den Nachweis über die Erteilung eines Zuschlags auf der betreffenden Fläche, wenn sich der Plan auf Windenergieanlagen auf See bezieht,
2. eine Darstellung der Sicherheits- und Vorsorgemaßnahmen,
3. einen Zeit- und Maßnahmenplan bis zur Inbetriebnahme als Grundlage für eine Entscheidung nach § 48 Absatz 3,
4. die Unterlagen nach § 6 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung, wobei hierfür die Unterlagen nach § 10 Absatz 1 verwendet werden können, und
5. auf Anforderung der Planfeststellungsbehörde Gutachten eines anerkannten Sachverständigen zur Frage, ob die Anlage und ihr Betrieb dem Stand der Technik und den Sicherheitsanforderungen entsprechen.

Reichen die Angaben und Unterlagen für die Prüfung nicht aus, so hat sie der Träger des Vorhabens auf Verlangen der Planfeststellungsbehörde innerhalb einer von dieser gesetzten angemessenen Frist zu ergänzen. Kommt der Träger des Vorhabens dem nicht nach, kann die Planfeststellungsbehörde den Antrag ablehnen.

(2) § 73 Absatz 2, Absatz 3 Satz 1, Absatz 4 Satz 1 und Absatz 5 Satz 1 sowie § 74 Absatz 4 Satz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes sind mit der Maßgabe anzuwenden, dass an die Stelle der Gemeinde die Planfeststellungsbehörde tritt. Auf die Auslegung der Unterlagen ist nach § 73 Nummer 1 sowie durch Veröffentlichung in zwei überregionalen Tageszeitungen hinzuweisen.

(3) Um eine zügige Durchführung des Planfeststellungsverfahrens zu ermöglichen, kann die Planfeststellungsbehörde dem Träger des Vorhabens nach Anhörung angemessene Fristen vorgeben. Werden die Fristen nicht eingehalten, kann die Planfeststellungsbehörde den Antrag ablehnen.

§ 48

Planfeststellungsbeschluss, Plangenehmigung

(1) § 74 Absatz 6 und 7 des Verwaltungsverfahrensgesetzes ist nur anzuwenden, wenn zusätzlich zu den dort genannten Voraussetzungen für das Vorhaben nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung keine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist.

(2) Die Planfeststellungsbehörde kann den Plan in Teilabschnitten feststellen. Sie kann einzelne Maßnahmen zur Errichtung oder die Inbetriebnahme unter dem Vorbehalt einer Freigabe zulassen, die zu erteilen ist, wenn der Nachweis über die Erfüllung angeordneter Auflagen erbracht worden ist. Auf Anforderung der Planfeststellungsbehörde erfolgt der Nachweis durch Vorlage eines Gutachtens eines anerkannten Sachverständigen.

(3) Die Planfeststellungsbehörde kann im Planfeststellungsbeschluss zur Sicherstellung einer zügigen Errichtung und Inbetriebnahme des Vorhabens unter Berücksichtigung des vom Träger des Vorhabens vorgelegten Zeit- und Maßnahmenplans Maßnahmen bestimmen und für deren Erfüllung Fristen vorgeben, bis zu deren Ablauf die Maßnahmen erfüllt sein müssen.

(4) Der Plan darf nur festgestellt werden, wenn

1. die Meeresumwelt nicht gefährdet wird, insbesondere
   a) eine Verschmutzung der Meeresumwelt im Sinn des Artikels 1 Absatz 1 Nummer 4 des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (BGBl.1994 II S. 1799) nicht zu besorgen ist und

b) der Vogelzug nicht gefährdet wird, und

2. die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt wird,
3. die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt wird,
4. er mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten vereinbar ist,
5. er mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen vereinbar ist,
6. er mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen vereinbar ist,
7. die Verpflichtung nach § 66 Absatz 2 wirksam erklärt wurde, wenn sich der Plan auf Windenergieanlagen auf See bezieht, und
8. andere Anforderungen nach diesem Gesetz und sonstige öffentlich-rechtliche Bestimmungen eingehalten werden.

Bei Windenergieanlagen auf See darf der Plan zudem nur festgestellt werden, wenn der Vorhabenträger über einen Zuschlag nach § 23 oder nach § 34 für die Fläche verfügt, auf die sich der Plan bezieht. Verfügt der Vorhabenträger über einen Zuschlag nach § 23, müssen Belange nach Satz 1 nur geprüft werden, soweit gegenüber der Voruntersuchung der Fläche zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen der bei der Voruntersuchung erfolgten Prüfung erforderlich sind, insbesondere aufgrund der Ausgestaltung des Vorhabens auf der Fläche.

(5) Die Planfeststellungsbehörde kann den Planfeststellungsbeschluss ganz oder teilweise aufheben, wenn

1. Einrichtungen, die Gegenstand des Planfeststellungsbeschlusses sind, während eines Zeitraums von mehr als drei Jahren nicht mehr betrieben worden sind oder
2. Fristen nach Absatz 3 nicht eingehalten werden.

Die wirksame Aufhebung des Planfeststellungsbeschlusses ist nach § 73 Nummer 1 bekannt zu machen. § 75 Absatz 4 des Verwaltungsverfahrensgesetzes ist nicht anzuwenden.

(6) An Stelle eines Planfeststellungsbeschlusses kann eine Plangenehmigung erteilt werden, wenn

1. auf der betreffenden Fläche zuvor bereits ein Plan festgestellt worden ist, der nach Absatz 5, nach § 46 Absatz 5 oder nach § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 unwirksam geworden ist, und das Recht zur Nutzung der Fläche im Anschluss an die Unwirksamkeit des Planfeststellungsbeschlusses erneut nach Teil 3 Abschnitt 2 ausgeschrieben und bezuschlagt worden ist oder
2. die Voraussetzungen des § 74 Absatz 6 Satz 1 des Verwaltungsverfahrensgesetzes vorliegen.

(7) Ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung für eine Windenergieanlage auf See werden nur befristet erteilt. Die Befristung richtet sich nach der Dauer des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 25 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Eine Verlängerung der Befristung ist möglich, wenn der Flächenentwicklungsplan keine unmittelbar anschließende Nachnutzung nach § 8 Absatz 3 vorsieht.

(8) § 15 Absatz 2 Satz 3 des Bundesnaturschutzgesetzes ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass eine Beeinträchtigung ersetzt ist, wenn und sobald die beeinträchtigten Funktionen des Naturhaushalts in dem betroffenen Naturraum oder, falls dies nicht möglich ist, in einem benachbarten Naturraum in gleichwertiger Weise hergestellt sind und das Landschaftsbild landschaftsgerecht neu gestaltet ist.

§ 49

Vorläufige Anordnung

Ist das Planfeststellungsverfahren eingeleitet, kann die Planfeststellungsbehörde nach Zustimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie eine vorläufige Anordnung erlassen, in der Teilmaßnahmen zur Vorbereitung der Errichtung festgesetzt werden, wenn Gründe des Wohls der Allgemeinheit, insbesondere der effi-

zienten Netznutzung, den alsbaldigen Beginn der Arbeiten erfordern und die nach § 74 Absatz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes und nach § 48 Absatz 4 zu berücksichtigenden Belange gewahrt werden. In der vorläufigen Anordnung sind die Auflagen zur Sicherung dieser Belange und der Umfang der vorläufig zulässigen Bauarbeiten festzulegen. Sie ist nach § 73 Nummer 1 bekannt zu machen. Die vorläufige Anordnung tritt außer Kraft, wenn nicht binnen sechs Monaten nach ihrem Erlass mit den Arbeiten begonnen wird. Sie ersetzt nicht die Planfeststellung. Soweit die Teilmaßnahmen durch die Planfeststellung für unzulässig erklärt sind, ist der frühere Zustand wiederherzustellen.

§ 50

Einvernehmensregelung

Die Feststellung des Plans oder die Plangenehmigung und eine vorläufige Anordnung nach § 49 bedürfen des Einvernehmens der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt. Das Einvernehmen darf nur versagt werden, wenn eine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu besorgen ist, die nicht durch Bedingungen oder Auflagen verhütet oder ausgeglichen werden kann.

§ 51

Umweltverträglichkeitsprüfung

Die Prüfung der Umweltverträglichkeit von Windenergieanlagen auf See nach den Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung kann aufgrund einer nach den §§ 5 bis 12 beim Flächenentwicklungsplan oder der Voruntersuchung bereits durchgeführten Strategischen Umweltprüfung auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen beschränkt werden. Gleiches gilt, soweit eine Windenergieanlage auf See in einem vom Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegten Cluster oder einem Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet eines Raumordnungsplans nach § 17 Absatz 3 Satz 1 des Raumordnungsgesetzes liegt.

§ 52

Veränderungssperre

(1) Die Planfeststellungsbehörde kann in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland Seegebiete festlegen, in denen bestimmte Einrichtungen vorübergehend nicht planfestgestellt oder plangenehmigt werden (Veränderungssperre). Diese Seegebiete müssen für die Errichtung von Infrastrukturen für den Stromtransport nach den Festlegungen des Bundesfachplans Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes und des Flächenentwicklungsplans nach § 5 geeignet sein. Die Veränderungssperre darf nur solche Einrichtungen erfassen, die die Errichtung von Infrastrukturen für den Stromtransport behindern können.

(2) Die Planfeststellungsbehörde legt die Dauer der Veränderungssperre fest. Sie gilt längstens bis zu einer Sicherung des Bundesfachplans Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes und des Flächenentwicklungsplans nach § 5 durch die Raumordnung. Die Veränderungssperre ist nach § 73 Nummer 1 sowie in zwei überregionalen Tageszeitungen zu veröffentlichen.

§ 53

Sicherheitszonen

(1) Die Planfeststellungsbehörde kann in der ausschließlichen Wirtschaftszone Sicherheitszonen um die Einrichtungen einrichten, soweit dies zur Gewährleistung der Sicherheit der Schifffahrt oder der Einrichtungen notwendig ist. Soweit die Einrichtung der Sicherheitszonen zur Gewährleistung der Sicherheit der Schifffahrt erforderlich ist, bedarf sie des Einvernehmens der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt.

(2) Sicherheitszonen sind Wasserflächen, die sich in einem Abstand von bis zu 500 Metern, gemessen von jedem Punkt des äußeren Randes, um die Einrichtungen erstrecken. Die Breite einer Sicherheitszone darf 500 Meter überschreiten, wenn allgemein anerkannte internationale Normen dies gestatten oder die zuständige internationale Organisation dies empfiehlt.

§ 54

Bekanntmachung der Einrichtungen und ihrer Sicherheitszonen

Die Planfeststellungsbehörde macht die Einrichtungen und die von ihr nach § 53 eingerichteten Sicherheitszonen nach § 73 Nummer 1 bekannt und trägt sie in die amtlichen Seekarten ein.

Abschnitt 2

Errichtung, Betrieb und Beseitigung von Einrichtungen

Unterabschnitt 1

Allgemeine Bestimmungen

§ 55

Pflichten der verantwortlichen Personen

Die im Sinn von § 56 verantwortlichen Personen haben sicherzustellen, dass von der Einrichtung während der Errichtung, des Betriebs und nach einer Betriebseinstellung

1. keine Gefahren für die Meeresumwelt und
2. keine Beeinträchtigungen
   a) der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs,
   b) der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung,
   c) sonstiger überwiegender öffentlicher Belange oder
   d) privater Rechte

ausgehen. Abweichende Zustände sind von den verantwortlichen Personen unverzüglich dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu melden.

§ 56

Verantwortliche Personen

(1) Die verantwortlichen Personen für die Erfüllung der Pflichten, die sich aus diesem Teil des Gesetzes oder aus Verwaltungsakten zu Errichtung, Betrieb und Betriebseinstellung von Einrichtungen ergeben, sind

1. der Adressat des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung, bei juristischen Personen und Personenhandelsgesellschaften die nach Gesetz, Satzung oder Gesellschaftsvertrag zur Vertretung berufenen Personen,
2. der Betreiber der Anlage, bei juristischen Personen und Personenhandelsgesellschaften die nach Gesetz, Satzung oder Gesellschaftsvertrag zur Vertretung berufenen Personen, und

3. die zur Leitung oder Beaufsichtigung des Betriebs oder eines Betriebsteils bestellten Personen im Rahmen ihrer Aufgaben und Befugnisse.

(2) Als verantwortliche Personen im Sinn des Absatzes 1 Nummer 3 dürfen nur Personen beschäftigt werden, die die zur Erfüllung ihrer Aufgaben und Befugnisse erforderliche Zuverlässigkeit, Fachkunde und körperliche Eignung besitzen.

(3) Verantwortliche Personen im Sinn des Absatzes 1 Nummer 3 sind in einer für die planmäßige und sichere Führung des Betriebs erforderlichen Zahl zu bestellen. Die Aufgaben und Befugnisse der verantwortlichen Personen sind eindeutig und lückenlos festzusetzen sowie so aufeinander abzustimmen, dass eine geordnete Zusammenarbeit gewährleistet ist.

(4) Die Bestellung und die Abberufung verantwortlicher Personen sind schriftlich oder elektronisch zu erklären. In der Bestellung sind die Aufgaben und Befugnisse genau zu beschreiben; die Befugnisse müssen den Aufgaben entsprechen. Die verantwortlichen Personen sind unter Angabe ihrer Stellung im Betrieb und ihrer Vorbildung dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie unverzüglich nach der Bestellung namhaft zu machen. Die Änderung der Stellung im Betrieb und das Ausscheiden verantwortlicher Personen sind dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie unverzüglich anzuzeigen.

(5) Der Adressat eines Planfeststellungsbeschlusses oder einer Plangenehmigung hat dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie unverzüglich anzuzeigen, wenn der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung auf einen anderen übertragen wird. Das Gleiche gilt für den Betreiber, wenn der Betrieb der Anlage auf eine andere Person übertragen wird.

§ 57

Überwachung der Einrichtungen

(1) Die Einrichtungen, ihre Errichtung und ihr Betrieb unterliegen der Überwachung durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Die Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt wird beteiligt, soweit dies der Überwachung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs dient.

(2) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie kann im Einzelfall die zur Durchführung des Teils 4 erforderlichen Anordnungen treffen. Es kann insbesondere Gebote oder Verbote gegenüber den verantwortlichen Personen zur Durchsetzung der in § 55 genannten Pflichten machen.

(3) Führt eine Einrichtung, ihre Errichtung oder ihr Betrieb zu einer Gefahr für die Meeresumwelt oder einer Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs oder einer Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung oder sonstiger überwiegender öffentlicher Belange, kann das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die Errichtung oder den Betrieb ganz oder teilweise bis zur Herstellung des ordnungsgemäßen Zustands untersagen, soweit sich die Beeinträchtigung oder die Gefahr auf andere Weise nicht abwenden lässt oder die Einstellung der Errichtung oder des Betriebs zur Aufklärung der Ursachen der Beeinträchtigung oder der Gefahr unerlässlich ist. Kann die Beeinträchtigung oder Gefahr nicht auf andere Weise abgewendet werden, kann die Planfeststellungsbehörde einen zuvor ergangenen Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung aufheben und die Beseitigung der Anlage anordnen.

(4) Wird eine Einrichtung ohne erforderliche Planfeststellung oder Plangenehmigung errichtet, betrieben oder wesentlich geändert, so kann das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die Fortsetzung der Tätigkeit vorläufig oder endgültig untersagen. Es kann anordnen, dass eine Anlage, die ohne die erforderliche Planfeststellung oder Plangenehmigung errichtet, betrieben oder wesentlich geändert wird, zu beseitigen ist. Es muss die Beseitigung anordnen, wenn die Meeresumwelt, die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung oder sonstige überwiegende öffentliche Belange oder private Rechte nicht auf andere Weise ausreichend gewahrt werden können.

(5) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie kann die weitere Errichtung oder den weiteren Betrieb einer Einrichtung durch den Betreiber oder einen oder einen mit der Leitung des Betriebs Beauftragten untersagen, wenn Tatsachen vorliegen, welche die Unzuverlässigkeit dieser Personen in Bezug auf die Einhaltung

von Rechtsvorschriften zum Schutz der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, der Meeresumwelt oder militärischer oder sonstiger überwiegender öffentlicher Belange dartun. Dem Betreiber der Einrichtung ist auf Antrag die Erlaubnis zu erteilen, die Einrichtung durch eine Person betreiben zu lassen, die die Gewähr für den ordnungsgemäßen Betrieb der Einrichtung bietet.

(6) Die Bestimmungen über Rücknahme oder Widerruf eines Verwaltungsaktes bleiben unberührt.

§ 58

Beseitigung der Einrichtungen, Sicherheitsleistung

(1) Wenn der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung unwirksam werden, sind die Einrichtungen in dem Umfang zu beseitigen, wie dies die in § 48 Absatz 4 Nummer 1 bis 4 genannten Belange erfordern.

(2) Die allgemein anerkannten internationalen Normen zur Beseitigung sind als Mindeststandard zu berücksichtigen.

(3) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie kann im Planfeststellungsbeschluss oder in der Plangenehmigung die Leistung einer geeigneten Sicherheit nach Maßgabe der Anlage zu diesem Gesetz anordnen, um die Erfüllung der in Absatz 1 genannten Beseitigungspflicht sicherzustellen.

(4) Soweit die Planfeststellungsbehörde eine Sicherheit nach Absatz 3 angeordnet hat, bleibt bei Übergang des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung auf einen anderen Vorhabenträger der vorige Vorhabenträger so lange zur Beseitigung verpflichtet, wie nicht der andere Vorhabenträger eine Sicherheit erbracht und die Planfeststellungsbehörde deren Geeignetheit festgestellt hat.

(5) Die Absätze 1 bis 4 sind auch für Einrichtungen anzuwenden, die nach § 48 Absatz 6 keiner Planfeststellung bedürfen.

Unterabschnitt 2

Besondere Bestimmungen für Windenergieanlagen auf See

§ 59

Realisierungsfristen

(1) Die Fristen für bezuschlagte Bieter, ihre Windenergieanlagen auf See technisch betriebsbereit herzustellen, werden in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Zuschlags und von den Fertigstellungsterminen für die Offshore-Anbindungsleitung bestimmt. Die Fertigstellungstermine bestimmen sich nach dem in § 17d Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegten Verfahren.

(2) Bezuschlagte Bieter müssen

1. innerhalb von zwölf Monaten nach Erteilung der Zuschläge nach § 23 oder § 34 die zur Durchführung des Anhörungsverfahrens nach § 73 Absatz 1 des Verwaltungsverfahrensgesetzes über den Plan erforderlichen Unterlagen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie einreichen,
2. spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See in dem Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge erbringen; für den Nachweis über eine bestehende Finanzierung sind verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der für die Windenergieanlagen vorgesehenen Umspannanlage und der parkinternen Verkabelung vorzulegen,
3. spätestens drei Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See begonnen worden ist,

4. innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See hergestellt worden ist, und

5. innerhalb von 18 Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt worden ist; diese Anforderung ist erfüllt, wenn die installierte Leistung der betriebsbereiten Anlagen mindestens zu 95 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge entspricht.

(3) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie muss der Bundesnetzagentur auf Verlangen mitteilen, ob die zur Durchführung des Anhörungsverfahrens erforderlichen Unterlagen eingereicht worden sind. Die Mitteilung ist für Entscheidungen über einen Widerruf nach § 60 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 verbindlich.

§ 60

Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen

(1) Bezuschlagte Bieter müssen an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten, wenn sie gegen die Fristen nach § 59 Absatz 2 verstoßen.

(2) Die Höhe der Pönale nach § 55 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entspricht

1. bei Verstößen gegen die Frist nach § 59 Absatz 2Nummer 1 der nach § 21 oder nach § 32 zu leistenden Sicherheit,

2. bei Verstößen gegen die Frist nach § 59 Absatz 2 Nummer 2 30 Prozent der nach § 21 oder nach § 32 zu leistenden Sicherheit,

3. bei Verstößen gegen die Frist nach § 59 Absatz 2 Nummer 3 70 Prozent der nach § 21 oder nach § 32 zu leistenden Sicherheit,

4. bei Verstößen gegen die Frist nach § 59 Absatz 2 Nummer 4 ein Zwölftel der verbleibenden nach § 21 oder nach § 32 zu leistenden Sicherheit für jeden Kalendermonat, in dem nicht die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See hergestellt worden ist, und

5. bei Verstößen gegen die Frist nach § 59 Absatz 2 Nummer 5 dem Wert, der sich aus dem Betrag der verbleibenden nach § 21 oder nach § 32 zu leistenden Sicherheit multipliziert mit dem Quotienten aus der installierten Leistung der nicht betriebsbereiten Windenergieanlagen und der bezuschlagten Gebotsmenge ergibt.

(3) Unbeschadet der Pönale nach den Abätzen 1 und 2 muss die Bundesnetzagentur einen Zuschlag widerrufen, wenn der bezuschlagte Bieter eine der folgenden Fristen nicht einhält:

1. die Frist nach § 59 Absatz 2 Nummer 1,

2. die Frist nach § 59 Absatz 2 Nummer 2 oder

3. die Frist nach § 59 Absatz 2 Nummer 5.

In den Fällen nach Satz 1 Nummer 3 erfolgt der Widerruf eines Zuschlags in dem Umfang, der sich aus der Differenz der bezuschlagten Gebotsmenge und der installierten Leistung der betriebsbereiten Windenergieanlagen auf See ergibt.

§ 61

Ausnahme von den Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen

(1) Pönalen nach § 60 Absatz 1 und 2 sind nicht zu leisten und die Bundesnetzagentur darf den Zuschlag nicht nach § 60 Absatz 3 widerrufen, soweit

1. der bezuschlagte Bieter ohne eigenes Verschulden verhindert war, die betreffende Frist einzuhalten, wobei ihm das Verschulden sämtlicher von ihm im Zusammenhang mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See beauftragten Personen, einschließlich sämtlicher unterbeauftragter Personen, zugerechnet wird, und
2. es nach den Umständen des Einzelfalles überwiegend wahrscheinlich ist, dass der bezuschlagte Bieter mit Wegfall des Hinderungsgrundes willens und wirtschaftlich und technisch in der Lage ist, die Windenergieanlagen auf See unverzüglich zu errichten.

(2) Es wird vermutet, dass die Säumnis einer Frist nach § 59 Absatz 2 auf einem Verschulden des bezuschlagten Bieters oder dem Verschulden der von ihm im Zusammenhang mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See beauftragten Personen, einschließlich sämtlicher unterbeauftragter Personen, beruht.

(3) Die Bundesnetzagentur muss auf Antrag des Bieters

1. das Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 1 feststellen und
2. die nach § 59 Absatz 2 maßgeblichen Fristen im erforderlichen Umfang verlängern.

§ 62

Rückgabe von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen

(1) Der bezuschlagte Bieter darf den Zuschlag oder den Planfeststellungsbeschluss nicht zurückgeben.

(2) Abweichend von Absatz 1 kann der bezuschlagte Bieter einen Zuschlag spätestens bis zum Ablauf der Frist zur Erbringung des Nachweises über eine bestehende Finanzierung nach § 59 Absatz 2 Nummer 2 ganz oder teilweise durch eine unbedingte und schriftlich Rückgabeerklärung gegenüber der Bundesnetzagentur ohne Pflicht zur Pönale zurückgeben, wenn sich im Planfeststellungsverfahren, in einem Verfahren zum Erhalt von Freigaben nach § 48 Absatz 2 Satz 2 oder bei der Errichtung der Windenergieanlagen auf See herausstellt, dass

1. in den Unterlagen nach § 10 Absatz 1 enthaltene Feststellungen unzutreffend sind und dies die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Windenergieanlagen auf See in erheblichem Umfang beeinträchtigt oder
2. der Errichtung der Windenergieanlagen auf See ein bis zu diesem Zeitpunkt nicht erkennbares Hindernis rechtlicher oder tatsächlicher Art entgegensteht, das durch Anpassung der Planung nicht beseitigt werden kann oder dessen Beseitigung dem Bieter unter Berücksichtigung der Kosten der Anpassung der Planung nicht zumutbar ist.

Das Vorliegen der Voraussetzungen nach Satz 1 stellt auf Antrag des Bieters fest

1. für Voraussetzungen nach Satz 1 Nummer 1 die für die Voruntersuchung zuständige Stelle,
2. für Voraussetzungen nach Satz 1 Nummer 2 das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

§ 63

Übergang von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen

(1) Zuschläge nach § 23 oder § 34 dürfen nicht auf Anlagen auf anderen Flächen übertragen werden.

(2) Unbeschadet des Absatzes 1 dürfen Zuschläge auf andere Personen übertragen werden. Sie gelten für und gegen den Rechtsnachfolger des bezuschlagten Bieters. Hierbei gehen sämtliche Rechtsfolgen des Zuschlags nach § 24 oder nach § 37 gemeinsam über. Sofern bereits ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung zur Errichtung von Windenergieanlagen auf See auf der bezuschlagten Fläche erteilt wurden, gehen diese mit dem Zuschlag über.

(3) Bei der Übertragung eines Planfeststellungsbeschlusses oder einer Plangenehmigung für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See nach § 56 Absatz 5 gehen der Zuschlag für die Fläche, auf der die Anlagen errichtet und betrieben werden, und sämtliche seiner Rechtsfolgen mit über.

(4) Eine Übertragung oder Rechtsnachfolge nach den Absätzen 2 oder 3 müssen der Bundesnetzagentur, dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich angezeigt werden.

(5) Werden der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung nach Erteilung des Zuschlags geändert, bleibt der Zuschlag auf den geänderten Planfeststellungsbeschluss oder die geänderte Plangenehmigung bezogen, der Umfang des Zuschlags verändert sich nicht.

§ 64

Rechtsfolgen der Unwirksamkeit von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen

(1) Wird ein Zuschlag unwirksam,

1. erlischt das ausschließliche Recht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach § 24 Absatz 1 Nummer 1; ein für eine bezuschlagte Fläche oder ein bezuschlagtes bestehendes Projekt ergangener Planfeststellungsbeschluss oder eine erteilte Plangenehmigung werden unwirksam; ist zum Zeitpunkt, an dem der Zuschlag nach § 23 oder nach § 34 unwirksam wird, der Plan noch nicht festgestellt oder die Plangenehmigung noch nicht erteilt, ist das Planfeststellungsverfahren oder das Plangenehmigungsverfahren zu beenden,
2. erlischt der Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, und
3. erlischt der Anspruch auf Anschluss und entfällt die zugewiesene Netzanbindungskapazität nach § 24 Absatz 1 Nummer 3 oder nach § 37 Absatz 1 Nummer 2.

Wird ein Zuschlag teilweise unwirksam, treten die Rechtsfolgen nach Satz 1 Nummer 1 bis 3 in entsprechendem Umfang ein.

(2) Wird ganz oder teilweise

1. ein Planfeststellungsverfahren oder ein Verfahren zur Genehmigung durch ablehnenden Bescheid beendet, oder
2. ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Genehmigung unwirksam,

wird ein für die betreffende Fläche erteilter Zuschlag in dem gleichen Umfang unwirksam.

(3) Die Planfeststellungsbehörde muss bei einem unwirksamen Zuschlag den Umfang der Unwirksamkeit des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung oder die Beendigung des Planfeststellungsverfahrens oder des Plangenehmigungsverfahrens nach Absatz 1 nach § 73 Nummer 1 bekannt machen. Die Bundesnetzagentur stellt im Fall des Absatzes 2 den Umfang der Unwirksamkeit des Zuschlags auf Antrag des Bieters oder des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers durch Verwaltungsakt fest.

§ 65

Erstattung von Sicherheiten bei Realisierung oder Erfüllung von Pönalen

Die Bundesnetzagentur gibt unverzüglich die hinterlegten Sicherheiten für ein bestimmtes Gebot zurück, wenn der Bieter

1. nach § 59 Absatz 2 Nummer 5 für den Zuschlag den Nachweis über die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See erbracht hat oder
2. für dieses Gebot eine Pönale nach § 60 Absatz 1 und 2 erfüllt hat und die Einbehaltung der Sicherheit nicht länger zur Erfüllung und Absicherung von Ansprüchen auf weitere Pönalen erforderlich ist.

§ 66

Nachnutzung; Verpflichtungserklärung

(1) Abweichend von § 58 kann eine gesetzliche Bestimmung zur Nachnutzung von Flächen die bereits für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See genutzt werden oder worden sind, vorsehen, dass für die Nachnutzung durch einen Dritten

1. die Windenergieanlagen auf See und die zugehörigen Einrichtungen an diesen ohne Anspruch auf eine Gegenleistung übereignet und herausgegeben werden müssen und
2. bestimmte Informationen und Unterlagen, die bei der Errichtung und dem Betrieb der Einrichtungen erhoben worden sind, an diesen ohne Anspruch auf eine Gegenleistung übereignet und herausgegeben werden müssen.

(2) Der Vorhabenträger muss gegenüber der Planfeststellungsbehörde frei von Bedingungen, Befristungen oder sonstigen Nebenbestimmung schriftlich erklären, dass er für die Zeit nach Ablauf der Dauer des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 25 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in den Fällen des Absatzes 1 Satz 2 Nummer 1 die Windenergieanlage auf See und die zugehörigen Anlagen und in den Fällen des Absatzes 1 Satz 2 Nummer 2 die Informationen und Unterlagen jeweils ohne Anspruch auf eine Gegenleistung übereignen und herausgeben wird. Sofern ein Dritter Eigentümer oder Besitzer der Windenergieanlagen auf See oder der zugehörigen Anlagen ist oder während der Dauer des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 25 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird, muss dieser eine Verpflichtungserklärung nach Satz 1 abgeben; im Fall des nachträglichen Erwerbs muss die Erklärung unverzüglich nach Eigentums- oder Besitzerwerb abgegeben werden. § 41 Absatz 3 ist entsprechend anzuwenden.

§ 67

Nutzung von Unterlagen

(1) Die Planfeststellungsbehörde kann im Fall der Unwirksamkeit von Planfeststellungsbeschlüssen nach § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, der Beendigung von Planfeststellungsverfahren oder Plangenehmigungsverfahren nach § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder der Aufhebung von Planfeststellungsbeschlüssen oder Plangenehmigungen nach § 48 Absatz 5 sämtliche im Rahmen des Verfahrens vom Vorhabenträger eingereichten Unterlagen zur Aktualisierung und Ergänzung der Unterlagen nach § 10 Absatz 1 verwenden und im Fall eines weiteren Planfeststellungsverfahrens auf der betreffenden Fläche einem neuen Vorhabenträger zur Verfügung stellen.

(2) Die Planfeststellungsbehörde muss die nach Absatz 1 aktualisierten und ergänzten Unterlagen der Bundesnetzagentur zur Durchführung der Ausschreibung auf der betreffenden Fläche nach § 16 übermitteln.

(3) Die Absätze 1 und 2 sind nicht anzuwenden, soweit in den Unterlagen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse des Vorhabenträgers enthalten sind.

Teil 5
Besondere Bestimmungen für Prototypen

§ 68
Feststellung eines Prototypen

Die Bundesnetzagentur stellt im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie auf Antrag fest, ob es sich bei einer Windenergieanlage auf See in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer um einen Prototyp nach § 3 Nummer 6 handelt. Mit dem Antrag müssen geeignete Unterlagen eingereicht werden, die belegen, dass

1. es sich um eine der ersten drei Anlagen eines Typs einer Windenergieanlage auf See handelt und
2. die Windenergieanlage auf See wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweist.

§ 69
Zahlungsanspruch für Strom aus Prototypen

(1) Für Strom aus Prototypen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer besteht nach Maßgabe der Absätze 3 und 4 einen Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

(2) Der anzulegende Wert für Prototypen nach Absatz 1 entspricht

1. für Prototypen, die nach dem 31. Dezember 2020 und vor dem 1. Januar 2025 in Betrieb genommen werden, dem Höchstwert nach § 33 und
2. für Prototypen, die ab dem 1. Januar 2025 in Betrieb genommen werden, dem Höchstwert nach § 22.

(3) Wenn in einem Kalenderjahr Prototypen mit einer installierten Leistung von insgesamt mehr als 50 Megawatt in dem Register nach § 3 Nummer 39 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, entfällt der Anspruch auf die Zahlung nach § 19 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für alle Prototypen, durch deren Inbetriebnahme die Grenze der installierten Leistung von 50 Megawatt überschritten wird. Die Bundesnetzagentur informiert hierüber die Anlagenbetreiber und die Betreiber von Übertragungsnetzen, an deren Netz die Anlagen angeschlossen sind.

(4) Die Betreiber der Windenergieanlagen auf See, für deren Strom der Anspruch nach Absatz 3 entfällt, können ihren Anspruch vorrangig und in der zeitlichen Reihenfolge ihrer Meldung im Register nach § 3 Nummer 39 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ab dem folgenden Kalenderjahr geltend machen, solange die Grenze der installierten Leistung von 50 Megawatt nicht überschritten wird. Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beginnt in diesem Fall abweichend von § 25 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erst, wenn der Anlagenbetreiber den Anspruch geltend machen darf.

§ 70
Netzanbindungskapazität; Zulassung, Errichtung, Betrieb und Beseitigung

(1) Für einen Prototypen erhält der Betreiber keine zusätzliche Netzanbindungskapazität auf einer Offshore-Anbindungsleitung. Zur Anbindung eines Prototypen kann der Betreiber die zugewiesene Netzanbindungskapazität nutzen, die er

1. aufgrund eines Zuschlag nach § 23 oder nach § 34 auf einer nach dem Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Offshore-Anbindungsleitung oder auf einer Offshore-Anbindungsleitung nach § 31 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 hat, oder
2. aufgrund einer unbedingten Netzanbindungszusage nach § 118 Absatz 12 des Energiewirtschaftsgesetzes oder einer Zuweisung nach § 17d Absatz 3 Satz 1 Energiewirtschaftsgesetzes in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung auf einer vorhandenen Offshore-Anbindungsleitung hat.

(2) § 48 Absatz 4 Satz 2 und Absatz 6 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Plan auch festgestellt oder die Plangenehmigung auch erteilt werden darf, wenn der Vorhabenträger auf der Fläche, auf der der Prototyp errichtet werden soll, bereits Windenergieanlagen auf See betreibt, für die

1. nach § 5 oder § 17 der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung für die ausschließliche Wirtschaftszone ein Plan festgestellt oder eine Genehmigung erteilt worden ist, oder
2. nach § 4 Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes für das Küstenmeer eine Genehmigung erteilt worden ist.

Im Übrigen ist Teil 4 mit Ausnahme von Abschnitt 2 Unterabschnitt 2 auf Prototypen entsprechend anzuwenden.

Teil 6
Sonstige Bestimmungen

§ 71
Verordnungsermächtigung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrats – im Fall der Nummer 4 im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur – zu regeln

1. im Bereich der Voruntersuchung von Flächen nach Teil 2 Abschnitt 2
   a) weitere Untersuchungsgegenstände der Voruntersuchung über die in § 10 Absatz 1 genannten hinaus zur Bereitstellung von Informationen, die zu einer wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie nach § 22 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beitragen,
   b) nähere Anforderungen an den Umfang der in § 10 Absatz 1 genannten Untersuchungsgegenstände, insbesondere solche, die sich aus aktualisierten technischen Standards der Untersuchungen ergeben,
   c) ergänzende Festlegungen zu § 10 Absatz 1 Satz 2, wann eine Einhaltung des Standes von Wissenschaft und Technik vermutet wird, wenn neue technische Standards zu den genannten Untersuchungen vorliegen,
   d) Kriterien, die bei der Bestimmung der zu installierenden Leistung nach § 10 Absatz 3 und der Eignungsprüfung nach § 10 Absatz 2 zusätzlich zu berücksichtigen sind, und
   e) einzelne Verfahrensschritte der Voruntersuchung nach § 12,
2. im Bereich der Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen nach den §§ 16 bis 25
   a) weitere Voraussetzungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen; dies sind insbesondere
      aa) Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer,
      bb) von § 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes abweichende oder dessen Bestimmungen ergänzende Anforderungen zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten und zu den entsprechenden Bestimmungen zur teilweisen oder vollständigen Zurückzahlung dieser Sicherheiten,

cc) die Festlegung, wie Teilnehmer an den Ausschreibungen die Einhaltung der Anforderungen nach den Doppelbuchstaben aa und bb nachweisen müssen,

b) die Festlegung von Mindestgebotswerten,

c) eine von § 23 abweichende Preisbildung und den Ablauf der Ausschreibungen,

d) die Art, die Form, das Verfahren, den Inhalt der Zuschlagserteilung, die Kriterien für die Zuschlagserteilung und die Bestimmung des Zuschlagswerts, und

3. zur Sicherstellung der Errichtung der Windenergieanlagen auf See

a) eine Änderung der Fristen nach § 59 oder ergänzende Fristen, insbesondere wenn die Zeitabläufe des Planfeststellungsverfahrens sich tatsächlich anders entwickeln oder sich aus der technischen Entwicklung eine wesentliche Änderung der zugrunde liegenden Bauzeiten für die Windenergieanlagen auf See oder die Offshore-Anbindungsleitungen ergibt,

b) von § 60 Absatz 3 abweichende oder diesen ergänzende Bestimmungen zu den Voraussetzungen eines Widerrufs des Zuschlags entsprechend einer Änderung oder Ergänzung von Fristen nach Buchstabe a, und

c) Anpassungen der Höhe von Pönalen nach § 60 Absatz 1 und 2 entsprechend einer Änderung oder Ergänzung von Fristen nach Buchstabe a, und

4. der Hilfe welcher anderen Behörden sich die für die Voruntersuchung zuständige Stelle bei der Erfüllung ihrer Aufgaben im Bereich der Voruntersuchung von Flächen nach Teil 2 Abschnitt 2 und das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie bei der Erfüllung seiner Aufgaben im Bereich der Zulassung von Einrichtungen nach den §§ 45 bis 54 bedienen darf.

§ 72

Rechtsschutz bei Ausschreibungen für bestehende Projekte

Nach Durchführung eines Zuschlagsverfahrens nach § 34 ist für gerichtliche Rechtsbehelfe § 83a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden.

§ 73

Bekanntmachungen und Unterrichtungen

Die nach diesem Gesetz erforderlichen Bekanntmachungen und Unterrichtungen müssen in folgenden Medien vorgenommen werden:

1. vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie auf seiner Internetseite sowie in den Nachrichten für Seefahrer (Amtliche Veröffentlichung für die Seeschifffahrt des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie),
2. von der Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite,
3. in den nach Landesrecht bestimmten Medien, soweit eine Landesbehörde die Voruntersuchung nach den §§ 9 bis 12 wahrnimmt.

§ 74

Verwaltungsvollstreckung

Für die Durchsetzung der im Planfeststellungsbeschluss oder in der Plangenehmigung nach § 48 getroffenen Regelungen sind die Bestimmungen des zweiten Abschnitts des Verwaltungsvollstreckungsgesetzes mit der Maßgabe anzuwenden, dass ein Zwangsgeld in Höhe bis zu 500 000 Euro angeordnet werden kann.

§ 75

Bußgeldvorschriften

(1) Ordnungswidrig handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. ohne Planfeststellungsbeschluss oder ohne Plangenehmigung nach § 45 Absatz 1 eine Einrichtung errichtet, betreibt oder ändert oder
2. einer vollziehbaren Anordnung nach § 57 Absatz 3 Satz 1 oder Absatz 4 Satz 2 zuwiderhandelt.

(2) Die Ordnungswidrigkeit kann mit einer Geldbuße bis zu fünfzigtausend Euro geahndet werden. § 30 Absatz 2 Satz 3 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten ist anzuwenden.

(3) Verwaltungsbehörde im Sinn des § 36 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

§ 76

Gebühren und Auslagen

Die Gebührenerhebung für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen nach diesem Gesetz und den auf diesem Gesetz beruhenden Rechtsverordnungen erfolgt aufgrund von Besonderen Gebührenverordnungen nach § 22 Absatz 4 des Bundesgebührengesetzes, die für Ausschreibungen nach Teil 3 dieses Gesetzes vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und für Zulassungen nach Teil 4 Abschnitt 1 dieses Gesetzes vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur erlassen werden.

§ 77

Übergangsbestimmung für Veränderungssperren

Eine nach § 10 der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung festgelegte Veränderungssperre gilt nicht für Anlagen, bei denen die öffentliche Bekanntmachung nach § 2a der Seeanlagenverordnung in der vor dem 31. Januar 2012 geltenden Fassung vor dem 31. Januar 2012 erfolgt ist.

§ 78

Wahrnehmung von Aufgaben durch die Bundesnetzagentur

(1) Für die Wahrnehmung der Aufgaben der Bundesnetzagentur nach diesem Gesetz und den aufgrund dieses Gesetzes ergangenen Rechtsverordnungen sind die Bestimmungen des Teils 8 des Energiewirtschaftsgesetzes mit Ausnahme des § 69 Absatz 1 Satz 2 und Absatz 10, des § 71a, der §§ 91 und 95 bis 101 sowie des Abschnitts 6 entsprechend anzuwenden.

(2) Die Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach diesem Gesetz werden von den Beschlusskammern getroffen.

§ 79

Fachaufsicht über das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

Die Rechts- und Fachaufsicht über das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie für die Aufgaben nach diesem Gesetz obliegt

1. dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, soweit die Wahrnehmung folgender Aufgaben betroffen ist:

a) nach den §§ 4 bis 8,

b) nach den §§ 9 bis 12, soweit das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die Voruntersuchung wahrnimmt, und

c) nach den §§ 45 bis 58 in Bezug auf Anlagen zur Übertragung von Strom aus Windenergie auf See und

2. im Übrigen dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.

Diese Aufgaben der Rechts- und Fachaufsicht sind im Benehmen mit dem jeweils anderen Bundesministerium wahrzunehmen.

Anlage (zu § 58 Absatz 3)

Anforderungen an Sicherheitsleistungen

1. Die Planfeststellungsbehörde entscheidet über Art, Umfang und Höhe der Sicherheit. Der Inhaber des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung oder der Betreiber der Anlage leistet vor Beginn der Errichtung der Anlage die im Planfeststellungsbeschlusses oder in der Plangenehmigung geregelte Sicherheit und weist dies gegenüber dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie nach.

2. Die Art der Sicherheit ist so zu wählen, dass der Sicherungszweck stets gewährleistet ist. Dies gilt insbesondere für den Fall des Übergangs des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung auf einen anderen Inhaber und, soweit der Inhaber des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung oder der Betreiber der Anlage eine juristische Person ist, für den Fall der Vornahme von Änderungen an dieser juristischen Person.

3. Die Planfeststellungsbehörde kann zu Art und Umfang der Sicherheit und zu deren Überprüfung Gutachten bei Dritten in Auftrag geben. Die Kosten hierfür trägt der Genehmigungsinhaber.

4. Anstelle der in § 232 des Bürgerlichen Gesetzbuchs bestimmten Sicherheitsleistungen können insbesondere die Beibringung einer Konzernbürgschaft, einer Garantie oder eines sonstigen Zahlungsversprechens eines Kreditinstitutes als gleichwertige Sicherheit verlangt oder zugelassen werden. Betriebliche Rückstellungen können zugelassen werden, soweit sie insolvenzsicher sind und bei Eintritt des Sicherungsfalls uneingeschränkt für den Sicherungszweck zur Verfügung stehen.

5. Der Umfang und die Höhe der Sicherheitsleistung sind so zu bemessen, dass ausreichende Mittel für den Rückbau der Anlage nach Maßgabe des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung zur Verfügung stehen.

6. Die finanzielle Sicherheit ist mindestens alle vier Jahre von der Planfeststellungsbehörde mit dem Ziel der Erhaltung des realen Wertes der Sicherheit zu überprüfen; sie ist anzupassen, wenn sich das Verhältnis zwischen Sicherheit und angestrebtem Sicherungszweck erheblich geändert hat. Im Laufe der Betriebsphase gebildete Rücklagen sollen bei der Höhe der erforderlichen Sicherheit angerechnet werden, soweit sie in der zur Sicherung des Sicherungszweckes erforderlichen Höhe der Verfügungsbefugnis des Inhabers des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung oder des Betreibers der Anlage entzogen sind. Ergibt die Überprüfung nach Satz 1, dass die Sicherheit zu erhöhen ist, kann die Planfeststellungsbehörde dem Unternehmer für die Stellung der erhöhten Sicherheit eine Frist von längstens sechs Monaten setzen. Ergibt die Überprüfung nach Satz 1, dass die Sicherheit zu verringern ist, hat die Planfeststellungsbehörde die nicht mehr erforderliche Sicherheit unverzüglich freizugeben.

Artikel 3

Änderung der Verwaltungsgerichtsordnung

Nach § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 der Verwaltungsgerichtsordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. März 1991 (BGBl. I S. 686), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490) geändert worden ist, wird folgende Nummer 4a eingefügt:

„4a. Planfeststellungsverfahren für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Einrichtungen nach § 45 Absatz 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes,“.

Artikel 4

Änderung des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung

In Anlage 3 zum Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 20. November 2015 (BGBl. I S. 2053) geändert worden ist, werden vor Nummer 2 die folgenden Nummern 1.17 und 1.18 eingefügt:

„1.17 Flächenentwicklungspläne nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes

1.18 Feststellungen der Eignung einer Fläche und der installierbaren Leistung auf der Fläche nach § 12 Absatz 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes“.

Artikel 5

Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen

§ 47g des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom … [einsetzen: Datum und Fundstelle des Strommarktgesetzes] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In Absatz 6 Nummer 2 wird die Angabe „§ 20“ durch die Angabe „§ 21b“ ersetzt.
2. In Absatz 8 wird die Angabe „§ 5 Nummer 9“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 16“ ersetzt.

Artikel 6

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes vom … [einsetzen: Datum und Fundstelle des Strommarktgesetzes] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zu § 17d wie folgt gefasst:

   „§ 17d Umsetzung der Netzentwicklungspläne und des Flächenentwicklungsplans“.
2. In § 3 Nummer 18b wird die Angabe „§ 5 Nummer 14“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 21“ ersetzt.
3. § 12b Absatz 1 Satz 3 wird wie folgt geändert:
   a) In Nummer 6 wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.
   b) Folgende Nummer 7 wird angefügt:

      „7. beginnend mit der Vorlage des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans im Jahr 2018 alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer einschließlich der Netzanknüpfungspunkte an Land, die bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nach § 12a Absatz 1 Satz 2 für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen sowie zum

Weitertransport des auf See erzeugten Stroms erforderlich sind; für die Maßnahmen nach dieser Nummer werden Angaben zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung vorgesehen; hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten Flächenentwicklungsplans nach den §§ 4 bis 8 des Windenergie-auf-See-Gesetzes zu Grunde gelegt werden,“.

4. § 13 wird wie folgt geändert:

   a) Nach Absatz 6 wird folgender Absatz 6a eingefügt:

   „(6a) Die Betreiber von Übertragungsnetzen können mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung nach Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 3 Satz 2 schließen, wenn die KWK-Anlage

   1. technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet ist, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen,

   2. vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden ist und

   3. eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 Kilowatt hat.

   In der vertraglichen Vereinbarung nach Satz 1 ist zu regeln, dass

   1. die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung und die Lieferung von elektrischer Energie zum Zweck der Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abweichend von § 3 Absatz 2 des Kraft-Wärme-Koppelungsgesetzes und den §§ 14 und 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eine Maßnahme nach Absatz 1 Nummer 2 ist, die gegenüber den übrigen Maßnahmen nach Absatz 1 Nummer 2 nachrangig durchzuführen ist,

   2. für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung vom Übertragungsnetzbetreiber eine angemessene Vergütung zu zahlen ist und die Kosten für die Lieferung der elektrischen Energie zu erstatten sind; § 13a Absatz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden, und

   3. die erforderlichen Kosten für die Investition für die elektrische Wärmeerzeugung vom Betreiber des Übertragungsnetzes einmalig erstattet werden.

   Die Betreiber der Übertragungsnetze müssen sich bei der Auswahl der KWK-Anlagen, mit denen vertragliche Vereinbarungen nach den Sätzen 1 und 2 geschlossen werden, auf die KWK-Anlagen beschränken, die kostengünstig und effizient zur Beseitigung des Netzengpasses beitragen können. Die vertragliche Vereinbarung muss mindestens für fünf Jahre abgeschlossen werden und ist mindestens vier Wochen vor dem Abschluss der Bundesnetzagentur und spätestens vier Wochen nach dem Abschluss den anderen Übertragungsnetzbetreibern zu übermitteln. Die installierte elektrische Leistung von Wärmeerzeugern, die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung mit den KWK-Anlagen nach den Sätzen 1 und 2 installiert wird, darf 2 Gigawatt nicht überschreiten.“

   b) Folgender Absatz 10 wird angefügt:

   „(10) Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen jährlich gemeinsam eine Prognose des Umfangs von Maßnahmen nach den Absätzen 1 und 2, die aufgrund von Netzengpässen notwendig sind, und übermitteln diese jedes Jahr spätestens zum 1. November an die Bundesnetzagentur. Betrachtungsjahre sowie zugrunde liegende Annahmen, Parameter und Szenarien für die Prognose nach Satz 1 sind der im jeweiligen Jahr erstellten Systemanalyse nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung zu entnehmen. Die Prognose nach Satz 1 enthält eine Schätzung der Kosten.“

5. Dem § 13i Absatz 3 wird folgende Nummer 3 angefügt:

   „3. Regelungen zu vertraglichen Vereinbarungen nach § 13 Absatz 6a vorzusehen, insbesondere Übertragungsnetzbetreiber in der Netzausbaugebiet nach § 36c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Abschluss von vertraglichen Vereinbarungen in einem bestimmten Umfang zu verpflichten und Regelungen für die Auswahl der geeigneten KWK-Anlagen festzulegen.“

6. § 17a wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 wird die Angabe „§ 5 Nummer 36“ durch die Angabe „§ 5 Nummer 47“ ersetzt.

   b) Folgender Absatz 7 wird angefügt:

      „(7) Ab dem 31. Dezember 2017 erstellt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie keinen Bundesfachplan Offshore mehr.“

7. § 17b wird wie folgt geändert:

   a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

      „Dabei sind insbesondere die in § 4 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie die in § 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes geregelten Ziele für einen stetigen und kosteneffizienten Ausbau der Windenergie auf See zugrunde zu legen.“

   b) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 3 eingefügt:

      „(3) Der Offshore-Netzentwicklungsplan enthält Festlegungen, in welchem Umfang die Anbindung von bestehenden Projekten im Sinn des § 26 Absatz 2 des Windenergie-auf-See-Gesetzes ausnahmsweise über einen anderen im Bundesfachplan Offshore nach § 17a festgelegten Cluster gemäß § 17d Absatz 3 erfolgen kann.“

   c) Der bisherige Absatz 3 wird Absatz 4.

   d) Folgender Absatz 5 wird angefügt:

      „(5) Ab dem 1. Januar 2018 legen die Betreiber von Übertragungsnetzen keinen Offshore-Netzentwicklungsplan mehr vor.“

8. § 17c wird wie folgt geändert:

   a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

      „Die Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans erfolgt für Maßnahmen nach § 17b Absatz 1 Satz 2, deren geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung nach dem Jahr 2024 liegt, unter dem Vorbehalt der entsprechenden Festlegung der jeweiligen Offshore-Anbindungsleitung im Flächenentwicklungsplan nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes.“

   b) Nach Absatz 1 wird folgender Absatz 2 eingefügt:

      „(2) Die Regulierungsbehörde kann in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie eine bereits erfolgte Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans nach Bekanntmachung der Zuschläge nach § 34 des Windenergie-auf-See-Gesetzes aus dem Gebotstermin vom 1. Dezember 2017 ändern, soweit der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die betreffende Offshore-Anbindungsleitung noch nicht beauftragt hat und die Änderung für eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitung erforderlich ist.“

   c) Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 3 und folgender Satz wird angefügt:

      „Ab dem Jahr 2020 ist kein Offshore-Umsetzungsbericht mehr von den Übertragungsnetzbetreibern vorzulegen.“

9. § 17d wird wie folgt gefasst:

„§ 17d

Umsetzung der Netzentwicklungspläne und des Flächenentwicklungsplans

(1) Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone die Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See erfolgen soll (anbindungsverpflichteter Übertragungsnetzbetreiber), haben die Offshore-Anbindungsleitungen entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans und ab dem 1. Januar 2019

entsprechend den Vorgaben des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes zu errichten und zu betreiben. Sie haben mit der Umsetzung der Netzanbindungen von Windenergieanlagen auf See entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans und ab dem 1. Januar 2019 entsprechend den Vorgaben des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes zu beginnen und die Errichtung der Netzanbindungen von Windenergieanlagen auf See zügig voranzutreiben. Eine Offshore-Anbindungsleitung nach Satz 1 ist ab dem Zeitpunkt der Fertigstellung ein Teil des Energieversorgungsnetzes.

(2) Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber beauftragt die Offshore-Anbindungsleitung so rechtzeitig, dass die Fertigstellungstermine in den im Offshore-Netzentwicklungsplan oder ab dem 1. Januar 2019 im Flächenentwicklungsplan dafür festgelegten Kalenderjahren liegen. In jedem Fall beauftragt er die Offshore-Anbindungsleitung nicht, bevor die Eignung einer durch sie anzubindenden Fläche zur Nutzung von Windenergie auf See gemäß § 12 des Windenergie-auf-See-Gesetzes festgestellt wurde. In diesem Fall beauftragt er die Offshore-Anbindungsleitung unverzüglich nach der Eignungsfeststellung. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber hat nach Auftragsvergabe die Daten der voraussichtlichen Fertigstellungstermine der Offshore-Anbindungsleitung der Regulierungsbehörde bekannt zu machen und auf seiner Internetseite zu veröffentlichen. Nach Bekanntmachung der voraussichtlichen Fertigstellungstermine nach Satz 4 hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern der Windenergieanlage auf See, die gemäß der §§ 23 oder 34 des Windenergie-auf-See-Gesetzes einen Zuschlag erhalten haben, jeweils einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlage auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält. Dabei sind die Fristen zur Realisierung der Windenergieanlage auf See gemäß § 59 des Windenergie-auf-See-Gesetzes zu berücksichtigen. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber und der Betreiber der Windenergieanlage auf See haben sich regelmäßig über den Fortschritt bei der Errichtung der Windenergieanlage auf See und der Herstellung des Netzanschlusses zu unterrichten; mögliche Verzögerungen oder Abweichungen vom Realisierungsfahrplan nach Satz 4 sind unverzüglich mitzuteilen. Die bekannt gemachten voraussichtlichen Fertigstellungstermine können nur mit Zustimmung der Regulierungsbehörde im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie geändert werden; die Regulierungsbehörde trifft die Entscheidung nach pflichtgemäßem Ermessen und unter Berücksichtigung der Interessen der Beteiligten und der volkswirtschaftlichen Kosten. 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung werden die bekannt gemachten Fertigstellungstermine jeweils verbindlich.

(3) Betreiber von Windenergieanlagen auf See mit einem Zuschlag nach den §§ 23 oder 34 des Windenergie-auf-See-Gesetzes erhalten ausschließlich eine Kapazität auf der Offshore-Anbindungsleitung, die zur Anbindung des entsprechenden Clusters im Bundesfachplan Offshore nach § 17a oder der entsprechenden Fläche im Flächenentwicklungsplan nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes vorgesehen ist. Ausnahmsweise kann eine Anbindung über einen anderen im Bundesfachplan Offshore nach § 17a festgelegten Cluster erfolgen, sofern dies im Bundesfachplan Offshore und im Offshore-Netzentwicklungsplan ausdrücklich vorgesehen ist und dies für eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich ist.

(4) Die Regulierungsbehörde kann im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie den Betreiber einer Windenergieanlage auf See, der über zugewiesene Netzanbindungskapazität verfügt, die Netzanbindungskapazität entziehen und ihm Netzanbindungskapazität auf einer anderen Offshore-Anbindungsleitung zuweisen (Kapazitätsverlagerung), soweit dies einer geordneten und effizienten Nutzung und Auslastung von Offshore-Anbindungsleitungen dient und soweit dem die Bestimmungen des Bundesfachplans Offshore und ab dem 1. Januar 2019 des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes nicht entgegenstehen. Vor der Entscheidung sind der betroffene Betreiber einer Windenergieanlage auf See und der betroffene anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber zu hören.

(5) Wird ein Zuschlag nach den §§ 23 oder 34 des Windenergie-auf-See-Gesetzes unwirksam, entfällt die zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der entsprechenden Offshore-Anbindungsleitung, die zur Anbindung der Fläche vorgesehen ist. Die Regulierungsbehörde teilt dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die Unwirksamkeit eines Zuschlags mit und ergreift im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie angemessene Maßnahmen für eine geordnete und effiziente

Nutzung und Auslastung der betroffenen Offshore-Anbindungsleitung. Vor der Entscheidung ist der betroffene anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber zu hören.

(6) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten nach Absatz 1, den §§ 17a und 17b und ab dem 1. Januar 2019 des § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 7 sowie des Flächenentwicklungsplans gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen; § 28 Absatz 2 und 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden.

(7) Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen treffen

1. zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b; dies schließt die Festlegung weiterer Kriterien zur Bestimmung der zeitlichen Abfolge der Umsetzung ein,
2. zur Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans und ab dem 1. Januar 2019 zur Umsetzung des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes, zu den erforderlichen Schritten, die die Betreiber von Übertragungsnetzen zur Erfüllung ihrer Pflichten nach Absatz 1 zu unternehmen haben, und deren zeitlicher Abfolge; dies schließt Festlegungen zur Ausschreibung und Vergabe von Anbindungsleitungen, zur Vereinbarung von Realisierungsfahrplänen nach Absatz 2 Satz 4, zur Information der Betreiber der anzubindenden Windenergieanlagen auf See und zu einem Umsetzungszeitplan ein, und
3. zum Verfahren zur Kapazitätsverlagerung nach Absatz 4 und im Fall der Unwirksamkeit des Zuschlags nach Absatz 5; dies schließt Festlegungen zur Art und Ausgestaltung der Verfahren sowie zu möglichen Sicherheitsleistungen oder Garantien ein.

Festlegungen nach Nummer 3 erfolgen im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

(8) § 65 Absatz 2a ist entsprechend anzuwenden, wenn der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber eine Leitung, die nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan oder ab dem 1. Januar 2019 entsprechend den Vorgaben des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes gemäß Absatz 1 errichtet werden muss, nicht entsprechend diesen Vorgaben errichtet.“

10. § 17e wird wie folgt geändert:
    a) Absatz 1 wird wie folgt geändert.
        aa) In Satz 1 werden die Wörter „der nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 50 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall der Einspeisung erfolgenden Vergütung“ durch die Wörter „des nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 47 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruchs abzüglich 0,4 Cent pro Kilowattstunde“ ersetzt.
        bb) In Satz 4 werden die Wörter „der nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 50 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall der Einspeisung erfolgenden Vergütung“ durch die Wörter „des nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 47 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruchs abzüglich 0,4 Cent pro Kilowattstunde“ ersetzt.
    b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
        aa) In Satz 1 werden die Wörter „§ 17d Absatz 2 Satz 5“ durch die Wörter „§ 17d Absatz 2 Satz 9“ ersetzt.
        bb) In Satz 2 werden die Wörter „der nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 50 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall der Einspeisung erfolgenden Vergütung“ durch die Wörter „des nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 47 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruchs abzüglich 0,4 Cent pro Kilowattstunde“ ersetzt.

cc) In Satz 6 werden die Wörter „dem verbindlichen Fertigstellungstermin“ durch die Wörter „Dem verbindlichen Fertigstellungstermin“ und die Wörter „§ 17d Absatz 2 Satz 5“ durch die Wörter „§ 17d Absatz 2 Satz 9“ ersetzt.

dd) Satz 7 wird wie folgt gefasst:

„Erhält der Betreiber einer Windenergieanlage auf See erst ab einem Zeitpunkt nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin einen Zuschlag nach § 23 oder § 34 des Windenergie-auf-See-Gesetzes, so ist dieser Absatz mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Zeitpunkt, ab dem nach § 24 Absatz 1 Nummer 2 oder § 37 Absatz 1 Nummer 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes der Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes frühestens beginnt, dem verbindlichen Fertigstellungstermin gleichsteht.“

11. In § 17f Absatz 1 Satz 1 werden nach dem Wort „Zwischenfinanzierung“ die Wörter „sowie für Maßnahmen aus einem der Bundesnetzagentur vorgelegten Schadensminderungskonzept nach Absatz 3 Satz 2 und 3, soweit sie nicht der Errichtung und dem Betrieb der Anbindungsleitung dienen,“ eingefügt.

12. § 42 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 1 werden die Wörter „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Wörter „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt.

b) Absatz 5 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 2 werden die Wörter „nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert“ durch die Wörter „aus der EEG-Umlage finanziert“ ersetzt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind berechtigt, für den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage, unter Beachtung der Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der Stromkennzeichnung auszuweisen, in welchem Umfang dieser Stromanteil in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist.“

13. In § 43 Satz 1 Nummer 3 wird die Angabe „§ 5 Nummer 36“ durch die Angabe „§ 5 Nummer 49“ ersetzt.

14. § 63 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Die Bundesregierung berichtet dem Bundestag jährlich über den Netzausbau, den Kraftwerksbestand sowie Energieeffizienz und die sich daraus ergebenden Herausforderungen und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor (Monitoringbericht).“

b) In Absatz 3 Satz 2 werden nach dem Wort „aufzunehmen“ die Wörter „(Monitoringbericht Elektrizitäts- und Gasmarkt)“ eingefügt.

c) In Absatz 3a Satz 1 werden nach den Wörtern „beeinflusst worden ist“ die Wörter „(Bericht über die Mindesterzeugung)“ eingefügt.

15. In § 117a wird in Satz 1 die Angabe „§ 5 Nr. 1“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 1“ und die Angabe „§ 5 Nummer 9“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 16“ ersetzt.

16. § 118 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 13 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach der Angabe „§ 17d Absatz 6 Satz 3“ die Wörter „in der bis zum 31. Dezember 2016 geltenden Fassung“ eingefügt.

bb) In Satz 2 werden nach der Angabe „§ 17d Absatz 6 Satz 4“ die Wörter „in der bis zum 31. Dezember 2016 geltenden Fassung“ eingefügt.

b) In Absatz 14 werden nach den Wörtern „§ 17d Absatz 3 Satz 2“ die Wörter „in der bis zum 31. Dezember 2016 geltenden Fassung“ eingefügt.

c) Absatz 16 wird wie folgt gefasst:

„(16) Das Verfahren zur Erstellung und Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans für das Zieljahr 2025 nach den §§ 17b und 17c wird nach den bis zum 31. Dezember 2015 geltenden Vorschriften fortgeführt. Das Verfahren zur Erstellung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans für das Zieljahr 2025 nach den §§ 12b und 12c wird nicht fortgeführt. Das mit der Vorlage des Szenariorahmens am 10. Januar 2016 begonnene Verfahren zur Erstellung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans nach den §§ 12b, 12c, 17b und 17c wird nach den seit dem 1. Januar 2016 geltenden Vorschriften durchgeführt.“

d) Die folgenden Absätze 20 und 21 werden angefügt:

„(20) Für Windenergieanlagen auf See, die eine unbedingte Netzanbindungszusage nach Absatz 12 oder eine Kapazitätszuweisung nach § 17d Absatz 3 Satz 1 in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung erhalten haben, sind die §§ 17d und 17e in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung anzuwenden.

(21) § 13 Absatz 6a ist nach dem 31. Dezember 2023 nicht mehr anzuwen-den. Zuvor nach § 13 Absatz 6a geschlossene Verträge laufen bis zum Ende der vereinbarten Vertragslaufzeit weiter.“

Artikel 7

Änderung der Anreizregulierungsverordnung

Nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 15 der Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom ... [einsetzen: Datum und Fundstelle des Strommarktgesetzes] geändert worden ist, wird folgende Nummer 15a eingefügt:

„15a. der Erstattung der Kosten nach § 13 Absatz 6a Satz 2 Nummer 3 des Energiewirtschaftsgesetzes,“.

Artikel 8

Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 2 Absatz 5 werden nach dem Wort „Anwendungsbereich“ die Wörter „des § 44 Absatz 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes oder“ eingefügt.

2. § 5 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 Satz 2 wird aufgehoben.

   b) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 3 eingefügt:

   „(3) Bei der Durchführung der Bundesfachplanung für Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land ist der Bundesfachplan Offshore gemäß § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes in der jeweils geltenden Fassung und ab dem 1. Januar 2019 der Flächenentwicklungsplan gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes in der jeweils geltenden Fassung von der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen.“

   c) Die bisherigen Absätze 3 und 4 werden die Absätze 4 und 5.

3. In § 17 Satz 1 werden nach den Wörtern „§ 17a des Energiewirtschaftsgesetzes“ die Wörter „und ab dem 1. Januar 2019 im jeweils aktuellen Flächenentwicklungsplan gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes“ eingefügt.

Artikel 9

Änderung der Biomasseverordnung

§ 3 der Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In Nummer 11 wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.
2. Folgende Nummer 12 wird angefügt:

   „12. Schwarzlauge.“

Artikel 10

Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) wird wie folgt geändert:

1. Dem § 3 wird folgender Absatz 3 angefügt:

   „(3) Die Pflichten nach den Absätzen 1 und 2 bestehen nicht, soweit der Betreiber der KWK-Anlage mit dem Übertragungsnetzbetreiber ausnahmsweise unter den Voraussetzungen des § 13 Absatz 6a des Energiewirtschaftsgesetzes eine abweichende vertragliche Vereinbarung abschließt.“
2. In § 6 Absatz 1 Nummer 5 wird die Angabe „§ 5 Nummer 22“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 31“ ersetzt.
3. In § 26 Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „§ 5 Nummer 28“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 40“ ersetzt.

Artikel 11

Änderung der Systemdienstleistungsverordnung

Die Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 2 Absatz 1 und § 3 wird jeweils die Angabe „nach § 49“ durch die Wörter „an Land nach § 3 Nummer 48“ ersetzt.
2. In § 6 Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „§ 25“ durch die Angabe „§ 52“ ersetzt.
3. In § 7 wird die Angabe „§ 32 Absatz 4“ durch die Angabe „§ 24 Absatz 3“ ersetzt.

Artikel 12

Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom … [einsetzen: Datum und Fundstelle des Strommarktgesetzes] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 3 Absatz 1 werden die Wörter „finanzielle Förderung nach den Förderbestimmungen“ durch die Wörter „Zahlung nach den Bestimmungen“ ersetzt.
2. In § 12 Satz 1 werden die Wörter „die Vergütung oder finanzielle Förderung nach den Förderbestimmungen“ durch die Wörter „die Zahlung nach den Bestimmungen“ ersetzt.
3. In § 20 Absatz 2 Satz 1 werden die Wörter „die Vergütung oder finanzielle Förderung nach den Förderbestimmungen“ durch die Wörter „die Zahlung nach den Bestimmungen“ ersetzt.

Artikel 13

Änderung der Herkunftsnachweisverordnung

Die Herkunftsnachweisverordnung vom 28. November 2011 (BGBl. I S. 2447), die zuletzt durch Artikel 19 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„Verordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise
für Strom aus erneuerbaren Energien

(Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung – HkRNV)“.

2. § 1 Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Das Umweltbundesamt betreibt das Herkunftsnachweisregister nach § 79 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 5.“

3. Nach § 1 wird folgender § 1a eingefügt:

„§ 1a

Regionalnachweisregister

(1) Das Umweltbundesamt errichtet und betreibt das Regionalnachweisregister nach § 79a Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 5. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie macht das Datum der Inbetriebnahme im Bundesanzeiger bekannt.

(2) § 1 Absatz 2 bis 4 ist auf das Regionalnachweisregister entsprechend anzuwenden.“

4. Nach § 2 wird folgender § 2a eingefügt:

„§ 2a

Mindestinhalt von Regionalnachweisen

Ein Regionalnachweis muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. eine einmalige Kennnummer,

2. das Datum der Ausstellung,

3. den Beginn und das Ende der Erzeugung des Stroms, für den der Regionalnachweis ausgestellt wird,

4. das Postleitzahlengebiet, in dem sich der physikalische Zählpunkt der Anlage befindet, in der der Strom erzeugt wurde,

5. Angaben dazu, ob und in welcher Art

   a) für die Anlage, in der der Strom erzeugt wurde, Investitionsbeihilfen geleistet wurden,

   b) der Anlagenbetreiber für die Strommenge eine Zahlung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz beansprucht hat.“

5. Die §§ 3 und 4 werden wie folgt gefasst:

„§ 3

Grundsätze für Herkunftsnachweise

(1) Die Ausstellung, Anerkennung und Übertragung von Herkunftsnachweisen erfolgen auf Antrag nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 5.

(2) Das Umweltbundesamt entwertet Herkunftsnachweise nach ihrer Verwendung, spätestens aber zwölf Monate nach Erzeugung der entsprechenden Strommenge. Entwertete Herkunftsnachweise dürfen nicht mehr verwendet werden. Sie sind unverzüglich automatisch zu löschen, sobald sie zur Führung des Herkunftsnachweisregisters nicht mehr erforderlich sind.

§ 4

Grundsätze für Regionalnachweise

Auf die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen ist § 3 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass das Umweltbundesamt Regionalnachweise nach ihrer Verwendung, spätestens aber 24 Monate nach Erzeugung der entsprechenden Strommenge, entwertet.“

6. Die §§ 5 bis 8 werden durch folgenden § 5 ersetzt:

„§ 5

Übertragung der Verordnungsermächtigung

(1) Das Umweltbundesamt wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

1. weitere Anforderungen an den Inhalt, die Gültigkeitsdauer und die Form der Herkunftsnachweise und der Regionalnachweise sowie die verwendeten Datenformate und Schnittstellen zu anderen informationstechnischen Systemen festzulegen,

2. Anforderungen zu regeln an

   a) die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen und Regionalnachweisen und

   b) die Anerkennung von Herkunftsnachweisen für Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland nach § 79 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,

3. Voraussetzungen für die vorläufige oder dauerhafte Sperrung von Konten und den Ausschluss von Kontoinhabern von der Nutzung des Herkunftsnachweisregisters und des Regionalnachweisregisters festzulegen,
4. das Verfahren für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen und die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen zu regeln sowie festzulegen, wie Antragstellerinnen und Antragsteller dabei die Einhaltung der Anforderungen nach Nummer 2 nachweisen müssen, sowie
5. die weitere Ausgestaltung des Herkunftsnachweisregisters und des Regionalnachweisregisters zu regeln sowie festzulegen, welche Angaben an das Herkunftsnachweisregister und das Regionalnachweisregister übermittelt werden müssen, wer zur Übermittlung verpflichtet ist und in welchem Umfang Netzbetreiber vom Umweltbundesamt Auskunft über die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen verlangen können; die schließt Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten ein, in denen Art, Umfang und Zweck der Speicherung sowie Löschungsfristen festgelegt werden müssen,
6. im Anwendungsbereich von § 79a Absatz 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu regeln und zu veröffentlichen, welche Postleitzahlengebiete jeweils eine Region für die regionale Grünstromkennzeichnung um ein oder mehrere Postleitzahlengebiete, in denen Strom verbraucht wird, bilden,
7. für Strom aus Anlagen außerhalb des Bundesgebiets, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung nach § 5 Absatz 2 Satz 2 erhalten haben:
   a) zu bestimmen, welche Gebiete in den betreffenden Staaten von der jeweiligen Region für die regionale Grünstromkennzeichnung nach § 79a Absatz 6 umfasst sind, und die Veröffentlichung dieser Gebiete zu regeln,
   b) Anforderungen zu regeln an die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen aus Anlagen in Gebieten nach Buchstabe a
8. im Anwendungsbereich von § 79a Absatz 5 Satz 3 Bestimmungen zum Nachweis zu treffen, dass die Übertragung von Regionalnachweisen nur entlang der vertraglichen Lieferkette erfolgt ist,
9. die konkrete Gestaltung der Ausweisung der regionalen Herkunft nach § 79a in der Stromkennzeichnung zu regeln, insbesondere die textliche und grafische Darstellung.

(2) Das Umweltbundesamt wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung die für Amtshandlungen des Umweltbundesamtes im Zusammenhang mit der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen und der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen sowie für die Nutzung des Herkunftsnachweisregisters und des Regionalnachweisregisters gebührenpflichtigen Tatbestände und Gebührensätze sowie die erstattungsfähigen Auslagen nach § 87 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu bestimmen.“

Artikel 14

Änderung der Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung

Die Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung vom 15. Oktober 2012 (BGBl. I S. 2147), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 9 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise
für Strom aus erneuerbaren Energien

(Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung – HkRNDV)“.

2. In § 2 Nummer 1 wird die Angabe „§ 5“ durch die Angabe „§ 3“ ersetzt.
3. In § 6 Absatz 1 Nummer 6 und Absatz 3 Satz 2 wird jeweils das Wort „Förderung“ durch das Wort „Zahlung“ ersetzt.
4. In § 10 Absatz 2 Nummer 2 werden die Wörter „§ 5 Nummer 36 des Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Wörter „§ 3 Nummer 7 des Windenergie-auf-See-Gesetzes ersetzt.
5. In § 11 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a werden die Wörter „§ 33g des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ ersetzt.
6. In § 13 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 2 wird jeweils die Angabe „§ 5“ durch die Angaben „§ 3“ ersetzt.
7. § 22 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 2 Satz 4 werden die Wörter „keine finanzielle Förderung gezahlt wird“ durch die Wörter „keine Zahlung nach § 19 oder § 50 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage jeweils geltenden Fassung erfolgt“ ersetzt.
   b) In Absatz 4 Satz 1 werden die Wörter „finanzielle Förderung“ durch das Wort „Zahlung“ und die Angabe „§ 20“ durch die Angabe „§ 21b“ ersetzt.

Artikel 15

Änderung der Gebührenverordnung zur Herkunftsnachweisverordnung

Die Herkunftsnachweis-Gebührenverordnung vom 17. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2703) wird wie folgt geändert:

1. Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

   „Gebührenverordnung zur Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung

   (Herkunfts- und Regionalnachweis-Gebührenverordnung – HkRNGebV)“.
2. § 1 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 1 werden nach dem Wort „Herkunftsnachweisen“ die Wörter „und der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen“ und nach dem Wort „Herkunftsnachweisregisters“ die Wörter „und des Regionalnachweisregisters“ eingefügt.
   b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
      aa) In Satz 1 wird das Wort „Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung“ jeweils durch das Wort „Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung“ ersetzt und werden nach dem Wort „Herkunftsnachweisregister“ die Wörter „oder das Regionalnachweisregister“ eingefügt.
      bb) In Satz 2 wird das Wort „Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung“ durch das Wort „Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung“ ersetzt.

Artikel 16

Änderung der Anlagenregisterverordnung

Die Anlagenregisterverordnung vom 1. August 2014 (BGBl. I S. 1320), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom ... [einsetzen: Datum und Fundstelle des Strommarktgesetzes] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt geändert:

   a) Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

      „1. „Anlage“ eine Anlage im Sinn des § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Bundesgebiet, wobei mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen für die Zwecke dieser Verordnung als eine Anlage gelten, wenn sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und denselben Betreiber haben; Anlagen, die außerhalb des Bundesgebiets errichtet werden, sind Anlagen im Sinn dieser Verordnung, wenn und soweit dies in einer Rechtsverordnung nach § 88a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit einer völkerrechtlichen Vereinbarung so bestimmt worden ist,“.

   b) Nummer 2 wird wie folgt geändert:

      aa) In Buchstabe a werden die Wörter „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie“ durch das Wort „Solaranlagen“ ersetzt.

      bb) In Buchstabe b wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.

   c) Die folgenden Nummern 3 und 4 werden angefügt:

      „3. „großes Unternehmen“ ein Unternehmen, das kein KMU im Sinn der Nummer 4 ist,

      4. „KMU“ ein Unternehmen im Sinn der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20. Mai 2003, S. 36) in der jeweils geltenden Fassung.“

2. § 3 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

   a) Nach Nummer 1 wird folgende Nummer 1a eingefügt:

      „1a. den Hauptwirtschaftszweig auf Ebene der NACE-Gruppe, in dem sie tätig sind, die Angabe, ob sie ein KMU oder ein großes Unternehmen sind, die Gebietseinheit der Ebene 2 nach der Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik nach der Verordnung (EG) Nr. 1059/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Mai 2003 über die Schaffung einer gemeinsamen Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik (NUTS), zuletzt geändert durch die Verordnung (EU) Nr. 868/2014 der Kommission vom 8. August 2014, in der jeweils geltenden Fassung und, sofern vorhanden, ihre Umsatzsteuer-Identifikationsnummer nach § 27a des Umsatzsteuergesetzes in der jeweils geltenden Fassung; dies gilt nicht, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom dem Grunde nach kein Zahlungsanspruch nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht,“.

   b) In Nummer 6 wird die Angabe „§ 52“ durch die Angabe „§ 50“ ersetzt.

   c) Nummer 12 wird wie folgt geändert:

      aa) Buchstabe d wird wie folgt geändert:

         aaa) Der Wortlaut vor Doppelbuchstabe aa wird wie folgt gefasst:

            „d) die Standortgüte, wenn es sich um eine Windenergieanlage an Land handelt; zu diesem Zweck sind aus den Gutachten nach § 36h Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die folgenden Angaben zu übermitteln:“

         bbb) In Doppelbuchstabe cc werden die Wörter „zu erwartenden Ertrags“ durch das Wort „Standortertrags“ ersetzt.

      bb) In Buchstabe e wird das Wort „und“ am Ende durch ein Komma ersetzt.

      cc) Nach Buchstabe e wird folgender Buchstabe f eingefügt:

         „f) die Angabe, ob es sich bei der Windenergieanlage um einen Prototypen handelt

            aa) nach § 3 Nummer 37 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder

bb) nach § 3 Nummer 6 des Windenergie-auf-See-Gesetzes,“.

dd) Der bisherige Buchstabe f wird Buchstabe g.

3. § 4 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Nummer 6 werden die Wörter „§ 14 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe c der Freiflächenausschreibungsverordnung“ durch die Wörter „§ 35 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In dem Satzteil vor Nummer 1 wird das Wort „wenn“ gestrichen.

bb) Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

„1. wenn und soweit sie ein bezuschlagtes Gebot entwertet hat oder“.

cc) In Nummer 2 wird vor den Wörtern „für die Anlage“ das Wort „wenn“ eingefügt.

4. § 5 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 werden die Wörter „§ 3 Absatz 2 Nummer 6 und 7“ durch die Wörter „§ 3 Absatz 2 Nummer 6, 7 und 15“ ersetzt.

b) In Absatz 3 werden die Wörter „§ 2 Absatz 1 der Seeanlagenverordnung“ durch die Wörter „§ 45 Absatz 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes“ ersetzt.

5. § 6 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 3 Buchstabe a und b wird jeweils die Angabe „§ 100 Absatz 1“ durch die Angabe „§ 100 Absatz 2“ ersetzt.

b) In Nummer 4 wird die Angabe „§ 54“ durch die Angabe „§ 50b“ ersetzt.

c) In Nummer 5 wird das Wort „Förderung“ durch das Wort „Zahlung“ und die Angabe „§ 100 Absatz 1“ durch die Angabe „§ 100 Absatz 2“ ersetzt.

6. In § 7 Absatz 4 werden die Wörter „finanziellen Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Wörter „Zahlung nach § 19 Absatz 1 oder § 50 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

7. § 8 Absatz 5 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Netzbetreiber müssen die folgenden Angaben übermitteln:

1. die Standortgüte von Windenergieanlagen an Land im Sinn von § 3 Absatz 2 Nummer 12 Buchstabe d, sobald und soweit sie ihnen von den Anlagenbetreibern nach § 36h Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes übermittelt worden ist; für Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, gilt dies entsprechend

   a) nach § 100 Absatz 2 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien Gesetzes in Verbindung mit § 29 Absatz 2 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung, wenn die Anlage nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden ist, oder

   b) nach § 100 Absatz 2 Nummer 10 Buchstabe c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 29 Absatz 2 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung, wenn die Anlage nach dem 31. Dezember 2009 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden ist,

2. die Küstenentfernung und die Wassertiefe von Windenergieanlagen auf See nach § 47 Absatz 2 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes; für Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, gilt dies entsprechend hinsichtlich der Ermittlung der Frist

   a) nach § 100 Absatz 2 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 31 Absatz 2 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung, wenn die Anlage nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden ist, oder

b) nach § 100 Absatz 2 Nummer 10 Buchstabe c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Verbindung mit § 31 Absatz 2 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung, wenn die Anlage nach dem 31. Dezember 2009 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden ist,

3. im Anschluss an die Vorlage eines Stilllegungsnachweises nach § 100 Absatz 3 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch den Anlagenbetreiber:

a) die Kennziffern nach § 7 Absatz 5 der stillgelegten Anlagen und

b) die installierte Leistung der Anlage, die einen Zahlungsanspruch nach § 100 Absatz 3 Satz 2 und 3 oder Satz 4 zweiter Halbsatz des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hat,

4. die Höchstbemessungsleistung von Biogasanlagen nach § 101 Absatz 1 Satz 2 oder 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.“.

8. § 9 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 werden die Wörter „nach § 6 Absatz 3 und 4 sowie § 21 Absatz 2 der Freiflächenausschreibungsverordnung“ durch die Wörter „im Rahmen einer Ausschreibung der Zahlungen für Strom aus erneuerbaren Energien“ ersetzt.

b) In Absatz 4 werden die Wörter „Nummer 2 oder 3“ durch die Wörter „Nummer 3 oder 4“ ersetzt.

9. § 11 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 2 wird aufgehoben.

b) Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, Windenergie an Land und solarer Strahlungsenergie“ durch die Wörter „Biomasseanlagen, Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen im Bundesgebiet“ ersetzt.

bb) Nummer 1 wird wie folgt geändert:

aaa) In Buchstabe b wird das Wort „und“ am Ende durch ein Komma ersetzt.

bbb) In Buchstabe c wird das Komma am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

ccc) Die folgenden Buchstaben d bis f werden angefügt:

„d) für Windenergieanlagen jeweils die Summe der in dem Kalenderjahr installierten Leistung von Prototypen nach § 3 Nummer 37 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und § 3 Nummer 6 des Windenergie-auf-See-Gesetzes,

e) für Biomasseanlagen jeweils die Summe der in dem Kalenderjahr installierten Leistung von Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist und

f) für Freiflächenanlagen jeweils die Summe der in dem Kalender-jahr installierten Leistung von Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist,“.

cc) In Nummer 2 werden in dem Satzteil vor Buchstabe a die Wörter „§ 28 Absatz 4, § 29 Absatz 6 und § 31 Absatz 5“ durch die Wörter „§ 46a Absatz 5 und § 49 Absatz 4“ ersetzt.

dd) In Nummer 3 werden die Wörter „§ 28 Absatz 4, § 29 Absatz 6 und § 31 Absatz 5“ durch die Wörter „§ 46a Absatz 5 und § 49 Absatz 4“ ersetzt und wird die Angabe „§§ 28, 29 und 31“ durch die Angabe „§§ 46a und 49“ ersetzt.

c) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht monatlich die Summe der installierten Leistung aller Solaranlagen, für deren Strom eine Zahlung nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Anspruch genommen werden soll; die Bundesnetzagentur veröffentlicht außerdem den nach § 31 Absatz 6 des

Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung geschätzten Wert der als gefördert geltenden Anlagen und die Summe beider Werte.“

d) In Absatz 4 wird jeweils die Angabe „§ 100 Absatz 2“ durch die Angabe „§ 100 Absatz 3“ ersetzt.

e) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Die Anschrift und sonstige Kontaktdaten des Anlagenbetreibers oder des Inhabers einer Genehmigung oder Zulassung dürfen bei den Veröffentlichungen nach den Absätzen 1 bis 3 nicht veröffentlicht werden. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt darf auch der Name des Anlagenbetreibers nicht veröffentlicht werden; der Standort ist für diese Anlagen nur mit Postleitzahl und Gemeindeschlüssel zu veröffentlichen.“

f) In Absatz 6 werden die Wörter „erforderlich ist, um die effiziente Durchführung von Ausschreibungen im Sinn des § 2 Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sicherzustellen“ durch die Wörter „für die wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie nach § 22 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erforderlich ist“ ersetzt.

10. § 12 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „§ 11 Absatz 5“ durch die Wörter „§ 11 Absatz 4 Satz 1“ und werden die Wörter „§ 11 Absatz 1 bis 4“ durch die Wörter „§ 11 Absatz 1 bis 3“ ersetzt.

b) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Die Bundesnetzagentur darf Dritten Auskunft über die Standorte der Anlagen erteilen, soweit diese nachweisen, dass sie ein berechtigtes Interesse an den Daten haben, für das die Veröffentlichungen nach § 11 Absatz 1 bis 4 nicht ausreichen.“

11. § 16 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 werden nach den Wörtern „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ die Wörter „in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung“ eingefügt.

b) Die Absätze 3 und 4 werden durch folgenden Absatz 3 ersetzt:

„(3) Für Anlagen, die vor dem 1. März 2015 genehmigt oder zugelassen worden sind, sind § 2 Nummer 2 und § 4 in der am 28. Februar 2015 geltenden Fassung weiter anzuwenden.“

Artikel 17

Änderung der Freiflächenausschreibungsgebührenverordnung

Die Freiflächenausschreibungsgebührenverordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108, 120) wird wie folgt geändert:

1. Die Überschrift der Verordnung wird wie folgt gefasst:

„Verordnung über Gebühren und Auslagen der Bundesnetzagentur im Zusammenhang mit Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz

(Ausschreibungsgebührenverordnung – AusGebV)“.

2. In § 1 Absatz 1 werden die Wörter „nach § 3 der Freiflächenausschreibungsverordnung“ durch die Wörter „nach Teil 3 Abschnitt 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

3. § 2 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

      aa) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „Gebühr nach Nummer 1 der Anlage zu dieser Verordnung ermäßigt“ durch die Wörter „Gebühren nach den Nummern 1 und 3 der Anlage zu dieser Verordnung ermäßigen“ ersetzt.

      bb) In Nummer 1 werden die Wörter „§ 6 Absatz 5 Satz 2 und 3 der Freiflächenausschreibungsverordnung“ durch die Wörter „§ 30a Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

      cc) In Nummer 2 werden die Wörter „§ 10 der Freiflächenausschreibungsverordnung“ durch die Wörter „§ 33 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

      dd) In Nummer 3 werden die Wörter „§ 12 Absatz 2, 3 oder 4 der Freiflächenausschreibungsverordnung“ durch die Wörter „§ 32 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

   b) In Absatz 2 werden die Wörter „§ 21 Absatz 1 der Freiflächenausschreibungsverordnung auf Ausstellung von Förderberechtigungen“ durch die Wörter „§ 38 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf Ausstellung einer Zahlungsberechtigung“ ersetzt.

4. Die Anlage wird wie folgt gefasst:

„Anlage (zu § 1 Absatz 2)

Gebührenverzeichnis

	Amtshandlung der Bundesnetzagentur	Gebührensatz
1.	Durchführung eines Zuschlagsverfahrens nach § 32 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Solaranlagen	586 Euro Diese Gebühr ist als Vorschusszahlung zu leisten (§ 16 des Verwaltungskostengesetzes).
2.	Ausstellung einer Zahlungsberechtigung nach § 38 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Solaranlagen	539 Euro
3.	Durchführung eines Zuschlagsverfahrens nach § 32 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Windenergieanlagen an Land	522 Euro Diese Gebühr ist als Vorschusszahlung zu leisten (§ 16 des Verwaltungskostengesetzes).
4.	Durchführung eines Zuschlagsverfahrens nach § 32 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für eine Biomasseanlage	522 Euro Diese Gebühr ist als Vorschusszahlung zu leisten (§ 16 des Verwaltungskostengesetzes).“

Artikel 18

Änderung der Ausgleichsmechanismusverordnung

Die Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146) wird wie folgt geändert:

1. § 3 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

      aa) In Nummer 8 werden die Wörter „einer Verordnung nach § 88“ durch die Wörter „Verordnungen nach § 88 oder § 88a“ ersetzt und wird das Wort „und“ am Ende gestrichen.

      bb) In Nummer 9 wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

      cc) Folgende Nummer 10 wird angefügt:

         „10. Zahlungen nach § 55 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach § 60 des Windenergie-auf-See-Gesetzes.“

b) Absatz 4 Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

„1. Zahlungen nach den §§ 19 und 50 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach den Bestimmungen, die nach den §§ 100 und 101 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes übergangsweise fortgelten,“.

2. § 6 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 wird wie folgt geändert:

a) In Buchstabe d werden die Wörter „zu zahlende finanziellen Förderungen“ durch das Wort „Zahlung“ ersetzt.

b) In Buchstabe e wird die Angabe „§ 20“ durch die Angabe „§ 21b“ ersetzt.

3. § 7 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 3 Satz 3 wird die Angabe „§ 32“ durch die Angabe „§ 24“ ersetzt.

b) In Absatz 4 wird die Angabe „Absatz 4“ durch die Angabe „Absatz 3“ ersetzt.

c) In Absatz 5 wird die Angabe „§ 33“ durch die Angabe „§ 27“ und werden die Wörter „finanzielle Förderung“ durch das Wort „Zahlung“ ersetzt.

4. In § 8 Absatz 3 Satz 2 werden die Wörter „finanzielle Förderung“ jeweils durch das Wort „Zahlung“ ersetzt.

5. § 9 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) In Anpassung von § 71 Nummer 1 und § 74 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes müssen die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen dem Netzbetreiber, der von ihnen nach § 7 die EEG-Umlage verlangen kann, alle Angaben zur Verfügung stellen, die für die Endabrechnung der EEG-Umlage nach § 61 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für das vorangegangene Kalenderjahr erforderlich sind:

1. bis zum 28. Februar eines Kalenderjahres, wenn der Netzbetreiber nicht Übertragungsnetzbetreiber ist,

2. bis zum 31. Mai eines Kalenderjahres, wenn Netzbetreiber Übertragungsnetzbetreiber ist.“

b) In Absatz 3 wird in dem Satzteil vor Nummer 1 die Angabe „Buchstabe e“ durch die Angabe „Buchstabe d“ ersetzt.

6. In § 10 Nummer 5 Buchstabe b werden die Wörter „Deutschland/Österreich“ durch die Wörter „für Deutschland“ ersetzt.

Artikel 19

Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes

§ 56 Absatz 3 des Bundesnaturschutzgesetzes vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S 2542), das zuletzt durch Artikel 421 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist, wird durch die folgenden Absätze 3 und 4 ersetzt:

„(3) Auf die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone, die vor dem 1. Januar 2017 genehmigt worden sind, oder die auf Grundlage eines Zuschlags nach § 34 des Windenergie-auf-See-Gesetzes zugelassen werden, ist § 15 nicht anzuwenden.

(4) Die Ersatzzahlung für Eingriffe im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone und des Festlandsockels ist als zweckgebundene Abgabe an den Bund zu leisten. Die Mittel werden vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit bewirtschaftet. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit kann Einnahmen aus Ersatzzahlungen zur Verwendung nach seinen Vorgaben an eine der

Aufsicht des Bundes unterstehende Einrichtung oder eine vom Bund beherrschte Gesellschaft oder Stiftung weiterleiten.“

Artikel 20

Änderung der Seeanlagenverordnung

Die Seeanlagenverordnung vom 23. Januar 1997 (BGBl. I S. 57) wird wie folgt geändert:

1. In § 1 Absatz 2 Satz 1 werden die Nummern 1 und 2 wie folgt gefasst:

   „1. der Erzeugung von Energie aus Wasser und Strömung,

   2. der Übertragung von Energie aus Wasser und Strömung,“.

2. Dem § 2 wird folgender Absatz 4 angefügt:

   „(4) Anlagen dürfen nur planfestgestellt, plangenehmigt oder genehmigt werden, wenn sie die Nutzung der im Flächenentwicklungsplan nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes festgelegten Gebiete und Flächen zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See sowie die Übertragung des Stroms nicht wesentlich behindern. Hiervon kann abgewichen werden, wenn die Zulassung dieser Anlagen aus zwingenden Gründen des öffentlichen Interesses geboten ist.“

Artikel 21

Änderung der Verordnung zu den Internationalen Regeln von 1972 zur Verhütung von Zusammenstößen auf See

In § 7 Absatz 1 Satz 2 der Verordnung zu den Internationalen Regeln von 1972 zur Verhütung von Zusammenstößen auf See vom 13. Juni 1977 (BGBl. I S. 813), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 15. Januar 2012 (BGBl. I S. 112) geändert worden ist, werden nach dem Wort „Die“ die Wörter „nach § 53 des Windenergie-auf-See-Gesetzes oder“ eingefügt.

Artikel 22

Änderung des Zehnten Buches Sozialgesetzbuch

§ 71 Absatz 1 Satz 1 des Zehnten Buches Sozialgesetzbuch – Sozialverwaltungsverfahren und Sozialdatenschutz – in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. Januar 2001 (BGBl. I S. 130), das zuletzt durch …. (BGBl. I S….) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In Nummer 10 wird das Wort „oder“ durch ein Komma ersetzt.

2. In Nummer 11 wird der Punkt am Ende durch das Wort „oder“ ersetzt.

3. Folgende Nummer 12 wird angefügt:

   „12. nach § 69a des Erneuerbare-Energien-Gesetz zur Berechnung der Bruttowertschöpfung im Verfahren zur Begrenzung der EEG-Umlage.“

Artikel 23

Inkrafttreten, Außerkrafttreten

(1) Dieses Gesetz tritt am 1. Januar 2017 in Kraft.

(2) Die Freiflächenausschreibungsverordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108) tritt am 1. Januar 2017 außer Kraft.

(3) Die §§ 17a, 17b und 17c des Energiewirtschaftsgesetzes treten mit Ablauf des Jahres 2024 außer Kraft.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Problem und Ziel

Drei Ziele leiten die deutsche Energiepolitik: Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit (Kosteneffizienz) und Umweltverträglichkeit. Die Grundlage für dieses sog. Zieldreieck der Energiepolitik bilden das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 und die Energiewendebeschlüsse des Deutschen Bundestages von 2011. Das „Weißbuch Strommarkt", das das BMWi am 3. Juli 2015 veröffentlicht hat, zeichnet den Weg zur Transformation der Stromerzeugung und zeigt auf, wie ein weiterentwickelter Strommarkt dazu beiträgt, dass die Energiewende ein Erfolgsprojekt wird.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor ist eine tragende Säule der Energiewende. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist das zentrale Instrument, um die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor zu erreichen: Der Anteil der erneuerbaren Energien soll von derzeit rund 32,6 Prozent im Jahr 2015 auf 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025, auf 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 und auf mindestens 80 Prozent bis 2050 ansteigen. Damit leistet das Stromsystem einen zentralen Beitrag zum Klimaschutz und zur Umweltverträglichkeit der Energiewirtschaft insgesamt.

Die erneuerbaren Energien übernehmen mittel- und langfristig die zentrale Rolle in der Stromerzeugung. Dies erfordert eine Transformation des gesamten Energieversorgungssystems: Einerseits müssen sich die Strommärkte unter anderem auf den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien einstellen; hierfür hat die Bundesregierung am 4. November 2015 den Entwurf des Strommarktgesetzes[12] beschlossen. Andererseits müssen auch die erneuerbaren Energien immer stärker in die Strommärkte und in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden.

Daher wurden bereits mit der Novelle des EEG im Jahr 2014 die Kosten begrenzt, der Ausbau der erneuerbaren Energien planvoll gesteuert und die erneuerbaren Energien weiter an den Markt herangeführt. Verschiedene Instrumente steuern seitdem die Mengen und konzentrieren den Zubau der erneuerbaren Energien auf die kostengünstigen Technologien. Insgesamt sinken damit die Kosten für die Erreichung der Ausbauziele, und die Energiewende wird für alle Akteure planbarer. Mit zunehmender Marktintegration leisten die erneuerbaren Energien ihren Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung.

Darüber hinaus wurde im EEG 2014 festgelegt, spätestens 2017 die Höhe der Zahlungsansprüche für Strom aus erneuerbaren Energien durch Ausschreibungen zu ermitteln. Damit setzt die Bundesregierung die eingeleitete Entwicklung konsequent fort: Nach der Abschaffung der physischen Wälzung durch die Ausgleichsmechanismusverordnung 2009/10, der Einführung der optionalen Marktprämie durch das EEG 2012 und der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung durch das EEG 2014 ist die Umstellung auf Ausschreibungen der nächste und konsequente Schritt für mehr Marktnähe und Wettbewerb bei den erneuerbaren Energien.

Ausschreibungen sind ein objektives, transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren, um die Zahlungsansprüche nach dem EEG wettbewerblich zu ermitteln. Dies ermöglicht zugleich eine bessere Steuerung des Ausbaus und verbessert die Planungssicherheit für die anderen Akteure der Stromwirtschaft.

CDU, CSU und SPD haben die Einführung von Ausschreibungen unter Wahrung der Akteursvielfalt als Kernelement der Energiepolitik in ihrem Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode festgelegt. Dieses Ziel deckt sich mit den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien[13] der Europäischen Kommission. Die Leitlinien sehen vor, dass die Mitgliedstaaten ihre Fördersysteme bis 2017 grundsätzlich auf Ausschreibungssysteme umstellen.

---

[12] Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BR-Drucks. 542/15.

[13] ABl. 2014/C 200/01 (im Folgenden: Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien).

Um das passende Ausschreibungsdesign zu entwickeln, müssen drei wichtige Ziele berücksichtigt werden:

1. Der Ausbaukorridor für erneuerbare Energien soll eingehalten werden. Ausschreibungen steuern den Ausbau über die Menge. Sie verhindern, dass die Ausbauziele überschritten werden. Daneben darf der Zubau aber auch nicht unterhalb des Zielkorridors liegen. Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass die Gefahr besteht, dass Anbieter in Ausschreibungssystemen einen hohen Anteil der bezuschlagten Projekte nicht errichten. Nur durch eine hohe Realisierungsrate kann der Ausbau der erneuerbaren Energien auch nach dem Systemwechsel hin zu Ausschreibungen auf dem gesetzlich vorgezeichneten Pfad voranschreiten.

2. Die Kosten des EEG sollen insgesamt gering gehalten werden. Strom aus erneuerbaren Energien soll nur in der Höhe vergütet werden, die für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlich ist. Um dieses Ziel zu erreichen, muss ausreichend Wettbewerb bestehen. Zentrales Anliegen ist deshalb, dass Marktumfeld und Ausschreibungsdesign einen hinreichenden Wettbewerb ermöglichen. In Bereichen, in denen ein solches Marktumfeld nicht gegeben ist, führen Ausschreibungen zu höheren Kosten. Dies könnte z. B. die Bereiche Geothermie oder Deponie-, Klär- und Grubengas betreffen; daher schlägt die Bundesregierung für diese Bereiche keine Ausschreibungen vor.

3. Bisher haben kleine und mittlere Akteure einen hohen Anteil des Zubaus bei den erneuerbaren Energien realisiert. Bürgerenergieprojekte und lokal verankerte Projektentwickler haben viel zur Akzeptanz der Energiewende beigetragen. Im Rahmen von Ausschreibungen erhöht eine solche Akteursvielfalt den Wettbewerb und mindert so mittelbar Kosten. Die Akteursvielfalt soll aus diesen Gründen im Rahmen der Ausschreibungen gewahrt werden. Die Akteursvielfalt spielt bei Photovoltaik eine besondere Rolle, weil hier besonders viele kleine und wenig professionelle Akteure Anlagen errichten und betreiben. Selbst wenn es sich nicht um Privatpersonen, sondern um Gewerbetriebe handelt, bauen sie in der Regel nur eine einzige Anlage. Die Einarbeitung in ein Ausschreibungssystem ist deshalb eine deutlich größere Hürde als in anderen Bereichen. Aus diesen Gründen wird eine Bagatellgrenze für die Umstellung auf Ausschreibungen eingeführt. Für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land liegt die Bagatellgrenze bei 750 kW. Darüber hinaus wird für Bürgerenergiegesellschaften bei den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land eine Sonderregelung vorgesehen, die auch solchen Akteuren die Teilnahme an der Ausschreibung ermöglichen soll.

Vor diesem Hintergrund wird das Ausschreibungsdesign so einfach und transparent wie möglich gestaltet. Der Regelungsbedarf ist gleichwohl sehr umfangreich, da ein faires Verfahren sichergestellt werden soll und die widerstreitenden Interessen Realisierungsrate – Kosteneffizienz – Akteursvielfalt – Akzeptanz in einen angemessenen Ausgleich gebracht werden müssen.

II. Lösung (Wesentlicher Inhalt des Gesetzes)

1. Allgemeines

Durch dieses Gesetz werden Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen eingeführt. Künftig werden EEG-Anlagen für ihre Stromerzeugung grundsätzlich nur noch bezahlt, wenn sie eine Ausschreibung gewonnen haben. Zu diesem Zweck wird die BNetzA die Zahlungen für neue Anlagen regelmäßig ausschreiben. Dabei werden die Ausschreibungsvolumen so bemessen, dass der Ausbaukorridor (40 bis 45 Prozent Erneuerbaren-Anteil im Jahr 2025) eingehalten wird.

Mit den gewählten Ausschreibungsvolumen wird im Jahr 2025 der obere Korridorrand anvisiert, d.h. ein Anteil von etwa 45 Prozent erneuerbarer Energie am Bruttostromverbrauch erreicht. Neben den technologiespezifischen Ausschreibungsvolumen wird angenommen, dass der Bruttostromverbrauch aufgrund der zunehmenden Sektorkopplung von Strom und Verkehr (Elektromobilität) sowie Strom und Wärme (Power-to-Heat) trotz zunehmender Stromeffizienz in etwa auf dem heutigen Niveau von 600 TWh verbleibt. Außerdem wird angenommen, dass EEG-Anlagen nach dem Ende ihrer EEG-Vergütung und somit im Durchschnitt nach 20 Jahren stillgelegt werden. Im aktuellen Umfeld ist eine Refinanzierung am Strommarkt aufgrund der niedrigen Strompreise nahezu ausgeschlossen. Bei Photovoltaik wird abweichend eine Nutzungsdauer von 25 Jahren unterstellt, weil die Eigenversorgung eine wirtschaftliche Alternative darstellt und einen Weiterbetrieb ermöglicht. Der Zubau erneuerbarer Energien außerhalb der Ausschreibungen beschränkt sich größtenteils auf Photovoltaikanlagen kleiner 750 kW. Neuanlagen werden aus der EEG-Umlage finanziert bis eine installierte Leistung von 52 GW erreicht ist. Danach ist davon auszugehen, dass der Zubau geringer ausfällt.

Ausgenommen von den Ausschreibungen sind grundsätzlich alle Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 750 kW, bei Biomasseanlagen gilt abweichend eine Freigrenze von 150 kW. Für diese Anlagen wird die Förderhöhe gesetzlich bestimmt. Diese Bagatellgrenze verringert den Bürokratieaufwand und dient zugleich dem Erhalt der Akteursvielfalt. Außerdem sind übergangsweise die folgenden Anlagen ausgenommen:

– Windenergieanlagen an Land und Biomasseanlagen, die bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt und bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden (sog. Übergangsanlagen), und

– Windenergieanlagen auf See, die bis Ende 2016 eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Anschlusskapazität erhalten haben und bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden.

Ausgenommen von den Ausschreibungen sind auch Prototypen in einem Umfang von höchstens 125 MW pro Jahr bei Wind an Land und höchstens 50 MW pro Jahr bei Wind auf See. Die Bundesregierung prüft, ob Forschungsanlagen in die Definition von Protototypen von Wind an Land aufgenommen werden können und ob im WindSeeG perspektivisch die Errichtung von Prototypen auch außerhalb kommerzieller Windparks ermöglicht werden sollte, und wird ggf. im weiteren Verfahren entsprechende Regelungsvorschläge vorlegen.

2. Technologiespezifische Ausschreibungsdesigns

Im Einklang mit den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien wird die Förderung der erneuerbaren Energien nicht technologieneutral ausgeschrieben, sondern es sind technologiespezifische Ausschreibungsdesigns für Windenergieanlagen an Land und auf See sowie für Solaranlagen und Biomasseanlagen entwickelt worden. Trotz aller Unterschiede weisen die vier Ausschreibungsdesigns diverse Gemeinsamkeiten auf:

– Soweit Ausschreibungen vorgeschrieben sind, ist der Förderanspruch zukünftig davon abhängig, dass für die Anlage ein Zuschlag in einer Ausschreibung erteilt wird. Die BNetzA führt die Ausschreibungen durch.

– Die BNetzA wird bei Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen jeweils drei bis vier Ausschreibungsrunden pro Jahr durchführen. Für Biomasseanlagen schreibt die BNetzA wegen des geringeren Ausschreibungsvolumens nur einmal jährlich aus. Sie schreibt pro Ausschreibungsrunde für jede Technologie eine vorab bestimmte installierte Leistung aus.

– In den Ausschreibungsrunden werden einmalige, verdeckte Gebote abgegeben.

– Für die Gebote muss eine Sicherheit hinterlegt werden, um sicherzugehen, dass die Gebote ernst gemeint sind.

– Ausgeschrieben wird die gleitende Marktprämie. Dabei wird auf den sog. „anzulegenden Wert“ geboten. Dieser Wert ist die Summe aus dem Marktwert, den der Strom an der Börse erzielt, und der Marktprämie. Zuschlagsentscheidend ist allein dieser Wert.

– Die niedrigsten Gebote erhalten den Zuschlag, bis die ausgeschriebene installierte Leistung erreicht ist. Die Förderhöhe richtet sich grundsätzlich nach dem eigenen Gebot („pay-as-bid“).

– Zusätzlich gilt ein Höchstpreis. Die Gebote dürfen nicht höher sein als der Höchstpreis. Dieser Höchstpreis wird vorab veröffentlicht. Er orientiert sich zunächst an der bisherigen Förderhöhe und entwickelt sich grundsätzlich in Abhängigkeit von dem durchschnittlichen Zuschlagsniveau der Ausschreibungen weiter.

– Die BNetzA kündigt die Ausschreibungen in der Regel acht Wochen im Voraus an, und die Gebote werden schnell geprüft und bezuschlagt. Nachrückverfahren sind nicht vorgesehen.

– Die Zuschläge erfolgen grundsätzlich projektbezogen. Bei Windenergie- und Biomasseanlagen können die Zuschläge nicht auf andere Projekte übertragen werden. Bei Solaranlagen ist eine Übertragung unter bestimmten Voraussetzungen möglich, allerdings nur mit einem finanziellen Abschlag. Bei der Inbetriebnahme ist nachzuweisen, dass das Projekt auf dem bei der Gebotsabgabe angegebenen Standort errichtet wurde bzw. die Anforderungen für eine Übertragung eingehalten wurden.

– Die Projekte müssen innerhalb einer bestimmten Frist nach Zuschlagserteilung realisiert werden. Um eine möglichst hohe Realisierungsrate bei den Projekten zu erreichen, wird im Falle einer Nicht-Realisierung eine Pönale (Strafzahlung) fällig.

3. Solare Strahlungsenergie

– Das Ausschreibungsdesign für solare Strahlungsenergie orientiert sich sehr eng an dem Design der Pilot-Ausschreibung, wie sie seit Anfang 2015 für Freiflächenanlagen durchgeführt wird.

– Ausgeschrieben wird die Förderung für alle Solaranlagen mit einer Leistung über 750 kW. Teilnehmen können daher

  – Freiflächenanlagen,

  – Solaranlagen auf Gebäuden und

  – Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, z. B. Deponien.

– Bei Freiflächenanlagen wird die Flächenkulisse der Pilot-Ausschreibung auf Bundesebene nicht geändert. Teilnehmen können daher weiterhin Solaranlagen

  – auf Seitenrandstreifen (110 Meter entlang Autobahnen und Schienenwegen),

  – auf Konversionsflächen,

  – auf versiegelten Flächen,

  – in begrenztem Umfang in benachteiligten Gebieten; hier besteht eine Länderöffnungsklausel, d. h. die Landesregierungen können durch Rechtsverordnung weitere Acker- oder Grünflächen in benachteiligten Gebieten für die Ausschreibung zulassen, und

  – auf Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA).

  Hierdurch wird sichergestellt, dass die Inanspruchnahme von Ackerflächen und naturschutzfachlich wichtigen Flächen mengenmäßig begrenzt bleibt. Zudem bleibt es bei der Maximalgröße von 10 MW pro Anlage.

– Künftig werden – wie schon bisher bei den Freiflächenanlagen in der Pilot-Ausschreibung – drei Ausschreibungen pro Jahr durchgeführt, allerdings ab 2018 zu leicht geänderten Gebotsterminen (1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober).

– Im Lichte der Erfahrungen mit der Pilot-Ausschreibung wird schließlich die Erstsicherheit geringfügig erhöht.

4. Windenergie an Land

– Für Windenergieanlagen an Land werden Ausschreibungen eingeführt. Hiervon werden ausgenommen:

  – die Übergangsanlagen (siehe oben),

  – Anlagen mit einer Leistung bis 750 kW (siehe oben) und

  – Prototypen in einem Umfang von höchstens 125 MW pro Jahr.

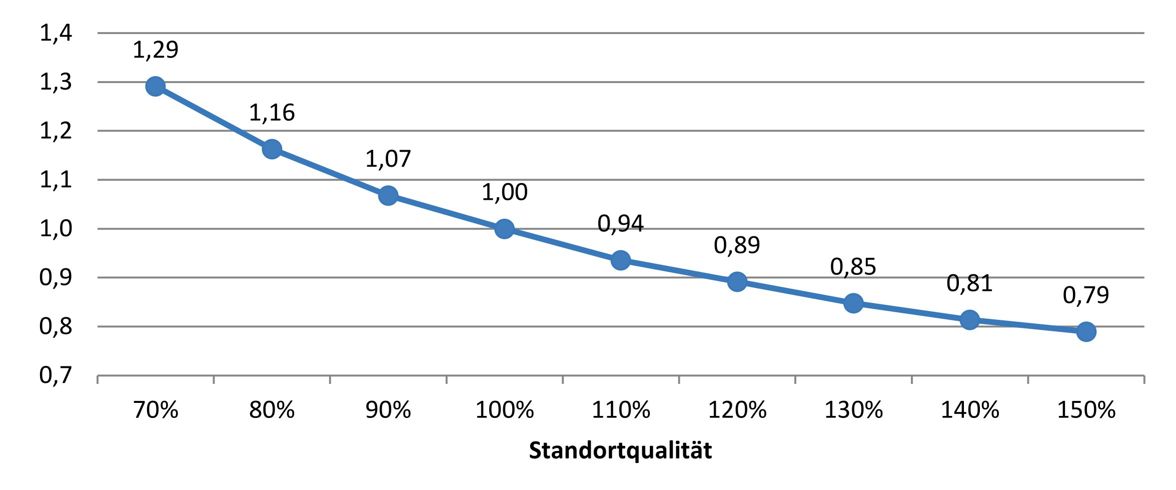
– Teilnehmen können alle Anlagen, die über eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz verfügen (sog. „späte Ausschreibung“).

– Der erste Gebotstermin ist der 1. Mai 2017. Hierdurch wird sichergestellt, dass bei der ersten Ausschreibungsrunde ausreichend Anlagen mitbieten können, da alle Anlagen, die bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt werden, noch unter dem alten EEG 2014 bauen können (Übergangsanlagen, siehe oben). Alternativ können die Übergangsanlagen in das neue Ausschreibungsregime wechseln, müssen dies jedoch verbindlich bis zum 1. März 2017 entscheiden.

– Im Jahr 2017 werden zwei weitere Ausschreibungsrunden durchgeführt. In 2018 und 2019 sind es insgesamt vier Ausschreibungsrunden. Die anfänglich höhere Frequenz bei den Ausschreibungsrunden dient dazu, dass sich möglichst schnell ein Zuschlagsniveau etabliert. Ab 2020 werden nur noch drei Ausschreibungsrunden pro Jahr durchgeführt, um das Wettbewerbsniveau anzuheben. Die Gebotstermine werden dann mit den Terminen für Solaranlagen gleichlaufen.

– Geboten wird auf den „anzulegenden Wert“ für den Standort mit einem 100 Prozent-Gütefaktor auf Basis eines einstufigen Referenzertragsmodells. Der Zuschlagswert wird mit einem Korrekturfaktor multipliziert.

Dafür werden im EEG 2016 Stützwerte in Dezimalschritten zwischen 70 und 150 Prozent festgelegt. Zwischen benachbarten Stützwerten wird linear interpoliert. Unterhalb eines Gütefaktors von 70 Prozent wird der Korrekturfaktor nicht weiter erhöht. Die Korrekturfaktoren wurden so gewählt, dass ein deutschlandweiter Ausbau unterstützt und gleichzeitig windhöffigere Standorte stärker angereizt werden. Es werden folgende Stützwerte für die Korrekturfaktoren geregelt:



- Dieses fortentwickelte Modell schafft vergleichbare Wettbewerbsbedingungen in ganz Deutschland und trägt dadurch zu einem bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen bei. Der Referenzertrag wird künftig nach 5, 10 und 15 Jahren überprüft, um die Förderung besser an den tatsächlichen Ertrag der Anlage anzupassen.
- Der Höchstwert für die Gebote wird zunächst mit 7 Cent pro Kilowattstunde für den 100 Prozent-Referenzstandort über 20 Jahre festgelegt. Dieser Wert entspricht grob dem bisherigen Vergütungssatz in dem zweistufigen Referenzertragsmodell (Mischkalkulation). Ab 2018 wird der Höchstwert aus den vorangegangenen Ausschreibungsrunden ermittelt. Je nach Wettbewerbsbedingungen und Kostensituation kann die BNetzA den Wert auch um bis zu 10 Prozent höher oder niedriger festsetzen.
- Die Höhe der Sicherheit beträgt 30 Euro pro Kilowatt. Dieser Wert ist niedriger als bei Solaranlagen, weil die Windenergieanlagen wegen der „späten Ausschreibung“ eine deutlich höhere Realisierungswahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Ausschreibung aufweisen. Aus diesem Grunde wird die Sicherheit auch nur als Erstsicherheit fällig (anders als bei Solaranlagen).
- Die Anlagen sollen innerhalb von zwei Jahren nach Zuschlagserteilung errichtet werden. Nach insgesamt 30 Monaten verfällt der Zuschlag; diese Frist kann einmalig verlängert werden, wenn das Projekt beklagt wird.

5. Windenergie auf See

- Für alle Windenergieanlagen auf See, die bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, gilt das bisherige Förderregime des EEG 2014. Dieses wird weiterhin im EEG 2016 geregelt.
- Für alle Anlagen, die ab 2021 in Betrieb genommen werden, werden Ausschreibungen eingeführt. Dies wird im Interesse eines kohärenten Rechtsrahmens für die Flächenentwicklung und das Ausschreibungsdesign in einem neuen Gesetz zur Windenergie auf See geregelt (Artikel 2 des vorliegenden Artikelgesetzes). Dieses Gesetz gilt somit für alle Windenergieanlagen auf See, die ab 2021 in Betrieb genommen werden. Ausgenommen von den Ausschreibungen sind lediglich Prototypen.
- Um ausreichenden Wettbewerb bei den Ausschreibungen sicherzustellen, werden die Flächen für künftige Offshore-Windparks staatlich voruntersucht (sog. „zentrales Modell“). Die Bieter konkurrieren in der Ausschreibung um die Errichtung eines Windparks auf der voruntersuchten Fläche. Durch das zentrale Modell werden Flächenplanung und Raumordnung, Anlagengenehmigung, EEG-Förderung und Netzanbindung besser und kosteneffizienter miteinander verzahnt.

– Aufgrund der langen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung wird das zentrale System staatlicher Vorentwicklungen erst nach einer Übergangszeit ab 2025 wirksam.

– Um einen kontinuierlichen Zubau sicherzustellen, wird in der Übergangszeit (2021 – 2024) der Zubau unter Berücksichtigung des Ausbaukorridors unter den bereits geplanten und genehmigten Windparks ausgeschrieben.

– Um weiter eine Synchronisation mit dem Ausbau der Anbindungsleitungen zu gewährleisten, werden gleichlaufend auch das EnWG (Artikel 6) und die Seeanlagenverordnung (Artikel 15) geändert.

6. Biomasse

– Für Biomasseanlagen ab einer installierten Leistung von 150 kW werden ebenfalls Ausschreibungen eingeführt. Das Ausschreibungssystem soll neben Neuanlagen insbesondere effizienten bestehenden Biomasseanlagen eine wirtschaftliche Anschlussperspektive bieten. Daher dürfen hier ausnahmsweise auch bestehende Anlagen an den Ausschreibungen teilnehmen; sie erhalten im Falle eines Zuschlags einen neuen Vergütungszeitraum von zehn Jahren.

– In dem Zeitraum bis 2024 läuft für insgesamt ungefähr 500 MW Biogasanlagen die bisherige Förderung aus. Daher wird das Ausschreibungsvolumen so festgesetzt, dass es rechnerisch den bestehenden Biogasanlagen mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf eine faire Teilnahmechance und zugleich einen Zubau von Neuanlagen ermöglicht. An den Ausschreibungen können auch Anlagen für feste Biomasse teilnehmen. Ausgenommen werden jedoch wegen der ordnungsrechtlichen Verwertungspflicht Altholzanlagen. Für bestehende Schwarzlaugeanlagen wird der 20jährige Vergütungszeitraum einmalig um zehn Jahre verlängert, wobei diese Anschlussvergütung mit einer Degression verbunden ist.

– Teilnehmen können alle Anlagen, die über eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz verfügen (sog. „späte Ausschreibung“ wie bei der Windenergie an Land). Sofern die Anlage nicht nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig ist, reicht eine Baugenehmigung aus.

– Anders als bei den anderen Technologien liegt die De-minimis-Grenze für Ausschreibungen bei Biomasseanlagen bei 150 kW. Unter den Vergütungssätzen des EEG 2014 findet derzeit nur ein geringer Zubau von Biomasseneuanlagen statt. Zudem wird durch diese abgesenkte De-minimis-Grenze auch einer breiteren Zahl von Bestandsanlagen eine Anschlussperspektive über Ausschreibungen ermöglicht, ohne dass die Zahl der Anlagen, die so an der Ausschreibung teilnehmen dürfen, zu einem übermäßigen Verwaltungsaufwand führt.

7. Ausschreibungsvolumen und Ausbaukorridor

Mit dem EEG 2014 wurde ein für alle Akteure verlässlicher Korridor für den Ausbau der erneuerbaren Energien beschlossen, der einen Anteil am Bruttostromverbrauch von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 bzw. von 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 vorsieht. Der Ausbaubaukorridor ist von zentraler Bedeutung für die Synchronisation mit dem Ausbau der Stromnetze (siehe unten 8.). Ferner bietet der Ausbaukorridor eine gesicherte Planungsgrundlage sowohl für die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks als auch für die europäischen Nachbarn und deren Stromsysteme. Daher sollen die Ausschreibungsvolumina für die einzelnen Technologien die Einhaltung des Ausbaukorridors gewährleisten.

Vor diesem Hintergrund werden die folgenden Mengen ausgeschrieben:

– Für Windenergie auf See gilt weiterhin das im EEG 2014 verankerte Ziel, bis 2020 6,5 GW bzw. bis 2030 15 GW zu installieren.

– Das Ausschreibungsvolumen für große Solaranlagen (über 750 kW) beträgt jährlich 600 MW. Damit wird das Volumen im Vergleich zur Pilot-Ausschreibung für Freiflächenanlagen um 100 MW erhöht. Dies ist durch die Erweiterung der Ausschreibung auf Solaranlagen auf baulichen Anlagen (wie Deponien) sowie große Dachanlagen begründet.

– Für Windenergie an Land werden jährlich 2 800 MW (brutto) ab 2020 2 900 MW (brutto) ausgeschrieben.

– Das Ausschreibungsvolumen für Biomasse beträgt jährlich zunächst 150 MW und steigt später auf 200 MW (brutto).

8. Netzverträglicher Ausbau der erneuerbaren Energien

Neben der Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen wird mit dem EEG 2016 das Ziel verfolgt, den Ausbau der erneuerbaren Energien besser mit dem Ausbau der Stromnetze zu verzahnen.

Wegen der bestehenden Engpässe im Übertragungsnetz werden derzeit vor allem in Norddeutschland in steigendem Umfang Windenergieanlagen abgeregelt. Volkswirtschaftlich ist es sinnvoller, diese Windstrommengen nicht abzuregeln, sondern zu nutzen. Daher wird die Bundesregierung noch in dieser Legislaturperiode ein Instrument zur Nutzung dieser Strommengen als zuschaltbare Lasten im Umfang von bis zu maximal 2 GW einführen. Dies trägt auch zur Netzentlastung bei.

Soweit es weiterhin überregional zu erheblichen Netzengpässen kommt, soll in einem Netzausbaugebiet vorübergehend der Ausbau der Windenergie an Land begrenzt werden: Aufbauend auf der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzreserve wird ein Netzausbaugebiet im Übertragungsnetz definiert, bei dem zu erwarten ist, dass in den nächsten 3 – 5 Jahren in erheblichem Umfang die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen abgeregelt werden muss. Dieser Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber wird von der BNetzA geprüft und durch Rechtsverordnung festgelegt. Das Netzausbaugebiet wird unter Berücksichtigung der Fortschritte bei Planung und Bau der Stromnetze alle zwei Jahre evaluiert und ggf. angepasst. In dem Netzausbaugebiet wird die Zubaumenge für Wind an Land mengenmäßig begrenzt: Für das Netzausbaugebiet wird eine Höchstmenge festgelegt, die maximal in den Ausschreibungen bezuschlagt werden darf. Diese Höchstmenge beträgt 58 Prozent des durchschnittlichen Zubaus in dem Netzausbaugebiet in den letzten drei Jahren.

9. Akteursvielfalt beim Ausbau der erneuerbaren Energien

Zentral für das Erreichen der Ausbauziele ist der Erhalt der Akteursvielfalt: Der bisherige Ausbau der erneuerbaren Energien basiert maßgeblich auf dem Engagement einer Vielzahl verschiedener Personen, Unternehmen und Verbände; dies umfasst auch zahllose Bürgerenergiegesellschaften, die regional verankert sind. Insbesondere die lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften haben wesentlich zur notwendigen Akzeptanz von neuen Windenergieanlagen an Land beigetragen. Daher wurde bereits im EEG 2014 das Ziel festgelegt, die hohe Akteursvielfalt bei der Umstellung auf Ausschreibungen zu wahren. Das BMWi hat deshalb Anfang 2015 eine Unterarbeitsgruppe im Rahmen der Plattform Strommarkt eingesetzt, in der das Thema „Akteursvielfalt" mit den betroffenen Akteuren intensiv beraten worden ist. Dabei bestand übergreifend Konsens, dass das Ausschreibungsdesign so ausgestaltet werden solle, dass es auch der Bürgerenergie und kleinen Akteuren faire Chancen eröffnen solle. Diesem Ziel dient die konkrete Ausgestaltung des EEG 2016:

Bei der Solarenergie werden durch die Bagatellgrenze von 750 kW (siehe oben) die schutzwürdigen kleinen Akteure vollständig von den Ausschreibungen ausgenommen. Daneben wurde sowohl bei der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land als auch für große Solaranlagen ein einfaches und transparentes Ausschreibungsdesgin gewählt, so dass die administrativen Hürden für die Teilnahme an der Ausschreibung relativ niedrig sind. Beispielhaft sei auf die Ausgestaltung der – zur Absicherung einer hohen Realisierungsrate erforderlichen – Pönalen und Realisierungsfristen verwiesen, bei der die Belange der kleinen Akteure besonders berücksichtigt wurden: Starre Fristenregelungen hätten für kleine Akteure neue hohe Risiken bedeutet, die die Finanzierung der Projekte erheblich erschwert hätten. Daher wurden die Realisierungsfristen flexibilisiert. Erst 24 Monate nach der Zuschlagserteilung fällt eine erste Pönale in Höhe von 10 Euro/kW an. Diese erhöht sich dann stufenweise in den nächsten sechs Monaten auf insgesamt 30 Euro/kW. Auch 30 Monate nach der Zuschlagserteilung kann unter bestimmten Voraussetzungen die Realisierungsfrist einmal verlängert werden.

Außerdem wird die Fördersystematik so ausgestaltet, dass die für kleine Akteure notwendige hohe Investitions- und Finanzierungssicherheit weiterhin gewährleistet bleibt. So wird auch künftig die gleitende Marktprämie ausgezahlt, die hohe Marktintegration und hohe Investitionssicherheit miteinander kombiniert. Darüber hinaus wird bei der Windenergie an Land das Referenzertragsmodell von einem zweistufigen auf ein einstufiges Modell umgestellt. Dies verbessert die Finanzierungsbedingungen insbesondere für kleine Akteure, da der Zahlungsanspruch grundsätzlich über 20 Jahre konstant bleibt.

Ferner wird die Bundesregierung spezielle Beratungs- und Unterstützungsangebote für kleine Akteure initiieren und die ersten Ausschreibungsrunden insbesondere auch im Hinblick auf den Erhalt der Akteursvielfalt evaluieren.

Durch diesen mehrgleisigen Ansatz werden die neuen administrativen Kosten, die mit dem Systemwechsel zu Ausschreibungen verbunden sind, möglichst gering gehalten und die neuen Risiken (Zuschlags-, Preis- und Pönalenrisiko) für die unterschiedlichen Akteursgruppen innerhalb des Ausschreibungsdesigns verringert. Die Beratungen der vergangenen Monate haben gleichwohl gezeigt, dass trotz dieser Maßnahmen ein Zuschlags- und Preisrisiko sowie das Pönalenrisiko teilweise verbleiben. Viele Akteure haben daher vorgetragen, dass die verbliebenen Risiken ein Problem insbesondere für kleine lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften seien und dieses Problem nur durch Sonderregelungen befriedigend gelöst werden könne. Das EEG 2016 sieht daher Sonderregelungen vor, um dieses Problem gezielt zu adressieren. Dabei wurde im Gegenzug auch beachtet, dass diese Sonderregelungen klar abgegrenzt sind, damit sie keine Auswirkungen auf das übrige Ausschreibungsdesign haben, und dass eine missbräuchliche Verwendung ausgeschlossen wird. Auch wird durch die konkrete Ausgestaltung verhindert, dass die mit dem EEG 2016 angestrebte Mengensteuerung unterlaufen wird.

Vor diesem Hintergrund sind die Sonderregelungen auf die tatsächlich schutzwürdigen, lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften begrenzt worden, da es sonst zu Verzerrungen bei der Ausschreibung kommen kann. Um mögliche Umgehungs- und Missbrauchsmöglichkeiten zu reduzieren und den administrativen Aufwand zu begrenzen, werden die privilegierten Bürgerenergiegesellschaften wie folgt definiert:

– Mindestens 10 Mitglieder der Gesellschaft müssen natürliche Personen sein.
– Jedes Mitglied der Gesellschaft darf nur einen Anteil von höchstens 10 Prozent der Stimmrechte ausüben, und die natürlichen Personen müssen mindestens 51 Prozent der Stimmrechte haben.
– Mindestens 51 Prozent der Stimmrechte müssen bei Mitgliedern der Gesellschaft liegen, die seit mindestens einem Jahr in dem Landkreis nach § 17 Bundesmeldegesetz (als Erstwohnsitz) gemeldet sind, in dem sich die Fläche, auf der die Windenergieanlage errichtet werden soll, befindet. Durch das Anknüpfen an den Landkreis wird eine regionale Verankerung der Gesellschaft sichergestellt.

Für die Projekte dieser Bürgerenergiegesellschaften gilt:

– Die Projektgröße ist auf höchstens 6 Windenergieanlagen begrenzt, und das Projekt darf insgesamt höchstens 18 Megawatt umfassen.
– Die Gesellschaft und alle ihre Mitglieder dürfen innerhalb der vergangenen zwölf Monate nicht mit einem anderen Projekt an einer Ausschreibung für Wind an Land teilgenommen haben. Hierdurch sollen große Gesellschaften (z. B. Multi-Projekt-Bieter) ausgeschlossen werden, die das Risiko, für ein Projekt keinen Zuschlag zu bekommen, über mehrere Projekte streuen können.

Wie alle anderen Akteure nehmen diese Bürgerenergiegesellschaften und ihre Projekte an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land teil. Damit sind eine wirksame Mengensteuerung und eine wettbewerbliche Preisfestsetzung gewährleistet. Um die oben beschriebenen Probleme zu vermeiden, werden für sie jedoch innerhalb des Ausschreibungsdesigns für Windenergieanlagen an Land Sonderregelungen geschaffen, es wird ihnen nämlich insbesondere die Möglichkeit eröffnet, bereits zu einem früheren Zeitpunkt an den Ausschreibungen teilzunehmen:

Das Ausschreibungsdesign für Windenergie verlangt als Voraussetzung für die Teilnahme grundsätzlich eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung (sog. „späte Ausschreibung“, siehe oben). Dies ermöglicht zwar auch kleinen Akteuren mit einer geringen Bonität die Teilnahme an der Ausschreibung. Sie müssen ihr Projekt aber weit entwickeln, ohne zu wissen, ob sie bei der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten. Die Projektentwicklung dauert bei Windenergieanlagen an Land zwischen 3 und 5 Jahren, und die Entwicklungskosten betragen bis zur Genehmigung ca. 10 Prozent der gesamten Investitionskosten. Wegen des Zuschlagsrisikos muss ein Bieter befürchten, dass er die gesamten Entwicklungskosten vergeblich aufgewendet hat. Dies kann für kleine Bürgerenergiegesellschaften existenzbedrohend sein und dazu führen, dass diese von der Projektentwicklung abgeschreckt werden, da sie aufgrund dieses Risikos nicht ausreichend Eigenkapital von den Bürgern vor Ort für die Entwicklungsphase einsammeln können.

Vor diesem Hintergrund erhalten die lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften, die häufig maßgeblich sind für die notwendige Akzeptanz von neuen Windenergieanlagen an Land, die Möglichkeit, bereits vor Erteilung der

immissionsschutzrechtlichen Genehmigung in der Ausschreibung zu bieten. Die materielle Schwelle für die Teilnahme wird also für sie abgesenkt. Dies ist an drei Voraussetzungen gebunden, um sicherzustellen, dass nur ernsthafte Gebote abgegeben werden:

– Der Bieter muss die Zustimmung des Grundeigentümers zur alleinigen Nutzung der Fläche haben.

– Für die Fläche muss ein Windgutachten eines zertifizierten Gutachters vorliegen.

– Eine Erstsicherheit in Höhe von 15 Euro/kW muss bei der Gebotsabgabe hinterlegt werden. Eine Zweitsicherheit in Höhe von weiteren 15 Euro/kW ist bei der Erteilung der Genehmigung zu hinterlegen. Sofern die Zweitsicherheit nicht geleistet wird, wird der Zuschlag entzogen.

Die Fristen für Bürgerenergieprojekte verlängern sich um 2 Jahre. Das bedeutet: 4 Jahre nach dem Gebotstermin fällt die Pönale schrittweise an, nach 4,5 Jahren entfällt der Zuschlag.

Da für die Bürgerenergiegesellschaften die immissionsschutzrechtliche Genehmigung als Voraussetzung für die Teilnahme nicht verlangt wird, entfällt der größte Kostenblock und verringern sich die Kostenrisiken. Entsprechend wird für die Bürgerenergiegesellschaften die Schwelle für die Teilnahme weit abgesenkt. Diese Akteure können besonders schwer mit dem Risiko umgehen, zunächst die Kosten für die Vorentwicklung zu tragen, aber später keinen Zuschlag zu erhalten. Deshalb können diese Akteure zukünftig mit einer nur geringen finanziellen Sicherheit an der Ausschreibung teilnehmen. Dies birgt das Risiko, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit sinkt. Dieses Risiko ist überschaubar, weil die Zahl der Bürgerenergiegesellschaften begrenzt ist.

10. Öffnung von Ausschreibungen für Anlagen in anderen EU Mitgliedsstaaten

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn sie in den europäischen Binnenmarkt integriert und mit den Nachbarstaaten koordiniert wird. Als einen Baustein zur europäischen Einbettung sieht das EEG 2016 im Rahmen einer Verordnungsermächtigung vor, einen Teil der Ausschreibugen in Höhe von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung für die Teilnahme von Anlagen in anderen EU-Mitgliedstaaten zu öffnen. Dies entspricht der entsprechenden Festlegung im EEG 2014 und entwickelt die dort enthaltene Verordnungsermächtigung fort, die für die PV-Pilot-Ausschreibung durch die „Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV)“ umgesetzt wird. Zugleich wird damit eine entsprechende Regelung in den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission umgesetzt. Voraussetzung für eine Teilnahme von Anlagen im Ausland ist, dass eine völkerrechtliche Vereinbarung mit dem Partnerland besteht, die Öffnung dem Prinzip der Gegenseitigkeit entspricht und der Strom physikalisch importiert wird oder einen vergleichbaren Effekt auf dem deutschen Strommarkt hat.

III. Alternativen

Keine. Die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission sehen vor, dass Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien ab 1. Januar 2017 im Grundsatz im Rahmen einer Ausschreibung anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien gewährt werden (siehe unten V. 1.). Das bisherige Fördersystem ist daher von der Kommission auch nur übergangsweise und befristet genehmigt worden. Zur Herstellung der beihilferechtlichen Genehmigungsfähigkeit wird deshalb grundsätzlich auf Ausschreibungen umgestellt. Hierdurch soll die Ausbaumenge effektiv gesteuert werden, und Über- und Unterförderungen sollen ausgeschlossen werden. Bei der konkreten Umsetzung wurden verschiedene Varianten intensiv geprüft, aber im Ergebnis verworfen, weil sie entweder die Mengensteuerung nicht sicherstellten oder die Über- und Unterförderungen nicht ausschließen konnten.

Der bisherige Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland zeigt, dass eine Steuerung der Ausbaumenge allein über die Höhe der Einspeisevergütung oder gleitenden Marktprämie teilweise zu einer Über- oder Untererfüllung der Ausbauziele führt. Auch das Instrument des sog. „atmenden Deckels“ scheint allein nicht dazu geeignet zu sein, einen stabilen Ausbau zu garantieren. Vielmehr können sich beim atmenden Deckel starke Schwankungen des Zubaus ergeben, die nur langfristig ausgeglichen werden. Daher ist auch für eine bessere Planbarkeit des Ausbaus eine Weiterentwicklung des EEG erforderlich. Dies ermöglicht es der übrigen Energiewirtschaft, sich auf die veränderten Bedingungen am Strommarkt einzustellen und einen Beitrag zur Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems zu leisten. Eine effektivere Mengensteuerung reduziert zudem das Risiko für Mehrkosten durch eine Überschreitung der Ausbaupfade.

Die administrative Festlegung der Zahlungsansprüche für Strom aus erneuerbaren Energien führt zwar zu hoher Planungs- und Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber, kann aber auch zu einer Über- oder Unterförderung führen. Gründe dafür sind unter anderem die schnellen Änderungen der Anlagen- oder Finanzierungskosten und der Umstand, dass die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung den Akteuren der Energiewirtschaft in der Regel besser bekannt sind als dem Gesetzgeber. Eine Kopplung der Einspeisevergütung z. B. an Indizes könnte hier zwar prinzipiell eine Alternative sein, ist jedoch aus Gründen der Komplexität bzw. wegen fehlender Benchmarks im Ergebnis doch nicht geeignet. Außerdem erscheint vor dem Hintergrund der Liberalisierung der europäischen Strommärkte eine administrative Festlegung der Förderhöhe insbesondere bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien zunehmend fragwürdig, da ein steigender Anteil des Strommarkts durch staatlich regulierte Preise bestimmt wäre.

Grundsätzlich bestehen drei Alternativen zur Anpassung des Fördersystems, um die oben genannten Ziele (effektive Mengensteuerung, Vermeidung von Über- und Unterförderungen) besser zu erreichen. Die Einführung von Kosten- oder Mengendeckeln verbessert dabei nur die Mengensteuerung, während Quotensysteme und Ausschreibungen potenziell auch die Probleme der administrativen Preissetzung lösen. Alle drei Optionen haben aber auch negative Auswirkungen:

1. Bei technologiespezifischen jährlichen Ausbaudeckeln stünde ein Zahlungsanspruch entsprechend der jeweiligen Ausbauplanung jährlich nur so vielen Anlagen offen, bis eine installierte Leistung erreicht ist, die zur Erreichung der Ausbauziele erforderlich ist. Dies wird abgelehnt, weil solche Deckel „Stop-and-go"-Zyklen mit sich bringen, die sich negativ auf die Wertschöpfungskette auswirken und aufgrund der Unsicherheiten die Finanzierungskosten erhöhen. Mit den Deckeln kann außerdem keine effiziente Auswahl der besten Projekte erreicht werden, da die Auswahl der zu fördernden Projekte bei Mengendeckeln auf Grundlage des sog. „Windhund-Prinzips" erfolgt. Schließlich werden die grundsätzlichen Probleme der administrativen Festlegung von Einspeisevergütungen und Marktprämien durch eine Deckelung nicht gelöst.

2. Die Umstellung auf ein Quotensystem wäre eine andere Möglichkeit, um die Treffgenauigkeit bei den Ausbauzielen zu verbessern. Im Quotensystem werden üblicherweise die Stromversorger dazu verpflichtet, einen gewissen Anteil ihres Strombedarfs mit erneuerbaren Energien zu decken. Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten für jede Einheit an produziertem Strom ein Zertifikat, das die Stromversorger kaufen und als Nachweis zur Erfüllung der Quote nutzen muss. Dies wird jedoch ebenfalls nicht als geeignet angesehen. Denn in Quotensystemen besteht eine hohe Unsicherheit über die Höhe der zukünftigen Erlöse. Auch nach der Errichtung einer Anlage können Strompreise und Zertifikatspreise stark schwanken. Beides führt zu hohen Kosten für Zinsen und zu Risikoaufschlägen. Bei einer technologieneutralen Ausgestaltung kommen ferner Mitnahmeeffekte bei kostengünstigen Technologien hinzu. Internationale empirische Erfahrungen zeigen, dass sich die theoretischen Vorteile des Quotensystems nicht unbedingt realisieren lassen. Sehr viele Quotenmodelle führten zu einer deutlichen Unterschreitung der Ausbauziele, während zugleich die Kosten vergleichsweise hoch waren. Positive Beispiele wie das schwedische Quotensystem lassen sich zudem aufgrund der länderspezifischen Besonderheiten (sehr gute und günstige Standorte für Windenergie an Land und niedrige Kosten für Biomasse) nicht auf Deutschland übertragen.

3. Ausschreibungen dienen einer verbesserten Mengensteuerung. Gegenüber einfachen Mengen- oder Kostendeckeln haben Ausschreibungen genau wie Quotensysteme den Vorteil, dass aufgrund der preisbasierten Entscheidung über den Erfolg der teilnehmenden Projekte die kostengünstigsten Projekte ausgewählt werden. Durch diese wettbewerbliche Bestimmung der Zahlungsansprüche ergibt sich bei Ausschreibungen – sinnvolle Auktionsregeln und ausreichenden Wettbewerb vorausgesetzt – eine Förderhöhe, die gerade die Wirtschaftlichkeit der Anlagen ermöglicht. Die Förderhöhe muss dabei allerdings im Vergleich zu den heute geregelten anzulegenden Werten nicht in allen Fällen sinken, da Ausschreibungen auch eine Verpflichtung zum Bau festlegen und somit zusätzliche Risiken (insbesondere Realisierungs- und Zuschlagsrisiken) von den Anlagenbetreibern getragen werden und zusätzliche administrative Kosten anfallen. Die zusätzlichen Risiken für die Anlagenbetreiber sind jedoch aufgrund der Festlegung der Förderhöhe über die gesamte Lebensdauer und der Absicherung gegen Schwankungen des Strompreises deutlich geringer als im Quotensystem.

Im Ergebnis sind Ausschreibungen im Instrumentenvergleich am besten geeignet, eine effektive Mengensteuerung und einen gesamtwirtschaftlich effizienten Ausbau der erneuerbaren Energien sicherzustellen. Vorteile sind die effiziente Bestimmung der Förderhöhe und die im Vergleich zu Quotensystemen geringeren Risikoprämien. Die Bestimmung der Förderhöhe in Ausschreibungen bringt ein zusätzliches wettbewerbliches Instrument in das

Fördersystem und stellt neben der Direktvermarktung einen weiteren, auch unter den heutigen Rahmenbedingungen sinnvollen Schritt hin zur vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energien dar. Dementsprechend wird diesem Instrument sowohl durch die Bundesregierung als auch durch die Europäische Kommission eine zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung des Förderrahmens zugeschrieben.

Um weitere Ziele zu erreichen, insbesondere um die Akteursvielfalt zu sichern, um energiewirtschaftlich sinnvolle Anreize zu setzen und die Kosten nicht zu erhöhen, wird darüber hinaus in bestimmten Segmenten auf eine Ausschreibung verzichtet. Außerdem setzt die Vermeidung eines Ausbaus unterhalb der Zielkorridore eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit der erfolgreichen Projekte voraus. Auch bei Ausschreibungen besteht das Risiko, die Ausbauziele zu verfehlen. Deshalb muss über das Ausschreibungsdesign eine hohe Realisierungsabsicht der Bieter bei Gebotsabgabe sichergestellt werden, z. B. durch geeignete Präqualifikationsanforderungen, Realisierungsfristen und Strafregelungen (Pönalen).

IV. Gesetzgebungskompetenz

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Artikel 1 dieses Gesetzes einschließlich der Folgeänderungen ergibt sich aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 des Grundgesetzes (GG). Die Bestimmungen fallen in den Bereich der Luftreinhaltung (Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 GG). Ziel des EEG 2016 ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen und so das Klima als Teil der natürlichen Umwelt zu schützen. Ziel und Gegenstand des Gesetzes ist folglich der Klimaschutz (und damit der Schutz der natürlichen Zusammensetzung der Luft).

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für den Erlass des Windenergie-auf-See-Gesetzes ergibt sich ebenfalls aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 GG. Die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung erfasst auch die Förderung der Windenergie auf See und zielt somit ebenfalls auf den Klimaschutz. Soweit das Windenergie-auf-See-Gesetz das Verfahren zur Planfeststellung bzw. Genehmigung von Einrichtungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone betrifft, beruht die Gesetzgebungskompetenz auch auf Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 GG (Recht der Wirtschaft, insbesondere Energiewirtschaft). Die Betreiber der Windenergieanlagen sind Wirtschaftsunternehmen, die auf dem Gebiet des Klimaschutzes zur Gewinnerzielung tätig werden.

V. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen

1. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union

Das EEG 2016 ist vereinbar mit den EU-Beihilfevorschriften und den Regelungen über den freien Warenverkehr des europäischen Primärrechts, so wie der Europäische Gerichtshof sie unter anderem in seiner Entscheidung in der Rechtssache Preussen-Elektra (EuGH, Urteil vom 13.3.2001 – C-379/98, zum Stromeinspeisungsgesetz) ausgelegt hat.

Die Europäische Kommission hat das EEG 2012[14] und das EEG 2014[15] als Beihilfe eingestuft, beide Beihilfen aber grundsätzlich als mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar bewertet. Die Bundesregierung hat gegen die Einstufung des EEG 2012 als Beihilfe Klage erhoben.[16] Bis zur rechtskräftigen Entscheidung des anhängigen Verfahrens[17] ist die Bundesregierung verpflichtet, die Entscheidung der Europäischen Kommission, dass das EEG eine Beihilfe darstellt, zu beachten. Deshalb wird die Bundesregierung das EEG 2016 auch aus Gründen der Rechtssicherheit notifizieren, obwohl die Bundesregierung das EEG 2016 nicht als Beihilfe einstuft.

Vor diesem Hintergrund zielt das EEG 2016 auf eine beihilferechtskonforme Ausgestaltung. Die Europäische Kommission hat ihre Entscheidung für die Förderung neuer größerer Anlagen nach dem EEG 2014 befristet.[18] Hintergrund sind die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien. Sie enthalten die Pflicht, Betriebsbeihilfen für Strom aus erneuerbaren Energien grundsätzlich in einer Ausschreibung zu vergeben.[19] Diese Pflicht gilt nicht für

---

[14] Beschluss vom 25.11.2014, Az. C(2014) 8786, ABl. 2015/L250/122.

[15] Beschluss vom 24.7.2014, Az. C(2014) 5081.

[16] Rs. T-47/15, Bundesrepublik Deutschland / Europäische Kommission.

[17] Die erstinstanzliche Entscheidung des EuG vom 10.5.2016 ist bisher nicht rechtskräftig.

[18] Beschluss vom 24.7.2014, Az. C (2014) 5081, Ziffer 5, 1. Spiegelstrich.

[19] Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien, ABl. 2014/C 200/01, Rn. 126.

Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 1 MW und Demonstrationsvorhaben, ausgenommen Windkraftanlagen, für die als Grenzwert eine installierte Stromerzeugungskapazität von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten gilt.[20] Außerdem kann von Ausschreibungen abgesehen werden, „wenn die Mitgliedstaaten nachweisen,

a) dass nur ein Vorhaben oder Standort oder nur eine sehr begrenzte Zahl von Vorhaben oder Standorten beihilfefähig wäre,

b) dass eine Ausschreibung zu einem höheren Förderniveau führen würde (Verzicht auf Ausschreibung z. B. zur Vermeidung strategischen Bietverhaltens) oder

c) dass eine Ausschreibung dazu führen würde, dass nur wenige Vorhaben verwirklicht werden (Verzicht auf Ausschreibung zur Vermeidung der Unterbietung).“[21]

Von der Ausnahme für kleine Anlagen macht die Bundesregierung in allen Bereichen bis zu einer installierten Leistung von 750 kW Gebrauch (mit Ausnahme bei Biomasse; dort wird die Grenze auch auf Wunsch der Branche der Biomassebetreiber auf 150 kW abgesenkt, siehe oben). Darüber hinaus werden Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen, Geothermieanlagen und Wasserkraftanlagen wegen des geringen Wettbewerbsniveaus von der Ausschreibung ausgenommen. In diesen Bereichen ist zu erwarten, dass Ausschreibungen unter den derzeitigen Bedingungen zu höheren Kosten führen. Bei Windenergie an Land und auf See greift die Bundesregierung darüber hinaus die Möglichkeit auf, Prototypen von den Ausschreibungen auszunehmen.

Dem Einwand eventueller Diskriminierungen importierten Stroms durch die EEG-Umlage i.S.v. Art. 30/110 AEUV wird dadurch begegnet, dass entsprechend den Festlegungen im EEG 2014 ein Teil der Ausschreibungen in Höhe von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung für die Teilnahme von Anlagen in anderen EU-Mitgliedstaaten geöffnet wird. Voraussetzung für eine Teilnahme von Anlagen im Ausland ist, dass eine völkerrechtliche Vereinbarung mit dem Partnerland besteht, die Öffnung dem Prinzip der Gegenseitigkeit entspricht und der Strom physikalisch importiert wird oder einen vergleichbaren Effekt auf dem deutschen Strommarkt hat.

2. Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht

Das EEG 2016 ist mit dem nationalen Verfassungsrecht vereinbar.

a) Vertrauensschutz für Anlagenbetreiber bei der Umstellung auf Ausschreibungen

Die Rechtsänderungen treten grundsätzlich zum 1. Januar 2017 in Kraft. Bestandsanlagen werden auch danach von den Änderungen nicht betroffen. § 22 EEG 2016 stellt außerdem klar, dass die Anlagen, für die § 102 des EEG 2014 eine Übergangsregelung vorsah, nicht verpflichtet sind, an Ausschreibungen teilzunehmen. Damit wird der mit dem EEG 2014 begründete Investitionsschutz gesichert.

b) Auslaufen von Genehmigungen für Windenergieanlagen auf See im WindSeeG

Die Umstellung auf Ausschreibungen erfolgt, wie im EEG 2014 schon angelegt, auch für die Windenergie auf See. Aufgrund der Besonderheiten dieser Technologie ergibt sich hier der Bedarf für weitere Gestaltungen des Übergangs. Die im WindSeeG vorgesehene Übergangsphase hin zum sog. zentralen Modell bei Ausschreibungen erfordert Regelungen zu laufenden Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren beim BSH bzw. bereits erteilten Genehmigungen des BSH. Auch sie sind mit dem nationalen Verfassungsrecht vereinbar: Inhaber einer Genehmigung für Windenergieanlagen auf See genießen keinen Vertrauensschutz, da diese nur zeitlich befristet erteilt wurden. Denn die Befristung einer Genehmigung verhindert bereits das Entstehen von Vertrauen in die langfristige Nutzbarkeit von Genehmigungen über die Dauer der Befristung hinaus. Um aber den langen Vorlaufzeiten der Projekte angemessen Rechnung zu tragen und einen „Fadenriss“ zu vermeiden, wird in der Übergangsphase hin zum zentralen Modell die Höhe der EEG-Zahlungen wettbewerblich durch Ausschreibungen ermittelt, an denen bereits genehmigte oder in der Planung weit fortgeschrittene Projekte (solche, bei denen schon ein Erörterungstermin stattgefunden hat) teilnehmen. Die Entwickler solcher bestehender Projekte, die in der Übergangsphase nicht zum Zuge kommen, werden im zentralen Modell bevorzugt behandelt: Wenn ihre Flächen ausgeschrieben werden, können sie zu den Bedingungen des besten Gebots ihr Projekt realisieren (sog. Eintrittsrecht

[20] Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien, ABl. 2014/C 200/01, Rn. 127.
[21] Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien, ABl. 2014/C 200/01, Rn. 126.

oder „last call“). Im Gegenzug müssen sie die Daten, die sie aus der Projektentwicklung gewonnen haben, dem BSH zur Verfügung stellen, das sie für die weitere Voruntersuchung von Flächen nutzen kann.

Die Regelung des WindSeeG, wonach die befristeten Genehmigungen nicht verlängert werden, falls die Vorhabenträger in den Ausschreibungen der Übergangsphase nicht erfolgreich sind, greift nicht in den Eigentumsschutz nach Art. 14 GG ein. Der Eigentumsschutz kann nicht weiter reichen als die durch Erteilung der Zulassung eingeräumte Rechtsposition jemals war. Befristet erteilte Genehmigungen vermitteln allenfalls nur im Umfang ihres zeitlichen Bestandes eine nach Art. 14 Abs. 1 GG geschützte Rechtsposition. Der Vorhabenträger hatte zu keinem Zeitpunkt eine unbefristete Rechtsposition erworben. Durch eine Anordnung der Nichtverlängerung bei Fristablauf wird daher nicht in einen geschützten Bestand nach Art. 14 Abs. 1 GG eingegriffen.

VI. Gesetzesfolgen

1. Allgemeines

Die Auswirkungen des Gesetzes beschränken sich grundsätzlich auf die Einführung von Ausschreibungen. Diese Einführung dient vor allem dazu, bisher ungewollte Wirkungen des EEG 2014 zu mindern, indem die Mengensteuerung gestärkt wird. Damit werden auch ungewollte Kosten für die Stromverbraucher vermieden und der Ausbau der erneuerbaren Energien berechenbarer für die übrigen Akteure der Energiewirtschaft. Dies betrifft auch den Netzausbaubedarf. Auch die Rentabilität von konventionellen Kraftwerksneubauten lässt sich eher abschätzen, wenn sichergestellt wird, dass sich der Zubau der erneuerbaren Energien im Rahmen der in § 1 Absatz 2 EEG 2016 genannten Ziele hält.

Ungewollte Folgen von Ausschreibungen sind vor allem in folgenden Bereichen denkbar:

– Die Ausbauziele könnten verfehlt werden, wenn die Realisierungsquote der Projekte zu gering ist oder die Ausbaumengen zu gering gewählt werden. Das gewählte Ausschreibungsdesign trifft jedoch mit materiellen und finanziellen Sicherheiten und klaren Fristen für die Realisierung wirksame Vorkehrungen, um eine hohe Realisierungsquote zu erreichen.

– Zu hohe Sicherheiten oder zu strenge Realisierungsfristen könnten wiederum die Kosten stark erhöhen. Aus diesem Grund wurden die genaue Höhe der Sicherheiten und die Länge der Realisierungsfristen intensiv mit der Branche diskutiert. Dies sollte eine Fehleinschätzung vermeiden.

– Die Ausschreibungen könnten ferner in der Tendenz größere Marktakteure stärken, weil diese durch eine bessere Marktkenntnis einen Wettbewerbsvorteil haben und die steigenden Risiken, die mit Ausschreibungen einhergehen, streuen können. Aus diesem Grund könnten Ausschreibungen die Akteursvielfalt mindern. Auch diesbezüglich wurde das Ausschreibungsdesign intensiv mit allen Akteuren diskutiert und Ausgestaltungsvarianten gewählt, die kleinere Akteure nicht benachteiligen.

Insgesamt wurden damit Vorkehrungen getroffen, ungewollte Auswirkungen zu vermeiden. Darüber hinaus wird das EEG regelmäßig evaluiert (siehe unten VII.). Diese regelmäßige Evaluation stellt sicher, dass bei negativen Entwicklungen eine schnelle Reaktion des Gesetzgebers möglich ist.

2. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Rechts- und Verwaltungsvereinfachungen werden insbesondere bei der Windenergie auf See mit dem WindSeeG erzielt: Die Materien von der Flächenentwicklung über die Genehmigung bis zur Inbetriebnahme der Windparks werden in einem Gesetz gebündelt und zusammengeführt. Zudem werden das EnWG angepasst und Teile der Seeanlagenverordnung (SeeAnlV) in das WindSeeG integriert. Damit werden Flächenplanung und Raumordnung, Anlagengenehmigung, EEG-Förderung und Netzanbindung im WindSeeG besser miteinander verzahnt. Infolge dessen ist das WindSeeG zwar mit einem vergleichsweise hohen Regelungsumfang verbunden. Dieser Regelungsansatz erhöht jedoch die Verständlichkeit des Rechtssystems, vermeidet Wertungswidersprüche zwischen unterschiedlichen Regelungsbereichen und erhöht die Planungs- und Investitionssicherheit für die Beteiligten.

3. Nachhaltigkeitsaspekte

Das Gesetz leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen und somit zur Vermeidung von externen Schadenskosten. Denn im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verursacht die Stromerzeugung durch fossile Energieträger deutlich höhere Klima- und Umweltschäden. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien konnte im Jahr 2014 die Emission von insgesamt rund 151 Mio. t CO2-Äquivalenten vermieden werden. Davon entfielen rund 110 Mio. t auf den Stromsektor. Ein Großteil dieser positiven Wirkungen ist auf das EEG zurückzuführen.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sind außerdem Auswirkungen auf Natur und Landschaft verbunden. Diese werden in der Regel durch das Fachrecht (Agrar- und Umweltrecht) geprüft und zugleich bei der Zulassung der Anlagen und bei der Raum- und Bauleitplanung berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund sind durch das EEG 2016 nur punktuelle Sonderbestimmungen zum Umwelt- und Naturschutz erforderlich. Auch trägt die Mengensteuerung dazu bei, dass potenzielle Konflikte entschärft werden. Dies gilt insbesondere für die Nutzung der Biomasse: Der Ausbaupfad ermöglicht nur einen geringen Zubau. Mittelfristig dürfte bei diesem Ausbaupfad ein Rückbau eines Teils des Anlagenbestands erfolgen, so dass Flächen für andere Nutzungen frei werden.

Bei der Erarbeitung des Gesetzes wurden die Ziele und Managementregeln der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie berücksichtigt. Nach Überprüfung der zehn Managementregeln der Nachhaltigkeit und der 21 Schlüsselindikatoren für eine nachhaltige Entwicklung erweist sich das Gesetz als vereinbar mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie.

Das Gesetz verfolgt mehrere Ziele: Hierzu zählen der weitere stetige und planbare Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich, die Integration der erneuerbar erzeugten Strommengen in das Energieversorgungssystem zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten und die Sicherstellung der Akteursvielfalt. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien steht somit im Einklang mit den Indikatorbereichen 1 bis 3 der Nachhaltigkeitsindikatoren zur Generationengerechtigkeit (Ressourcenschonung, Klimaschutz, erneuerbare Energien). Durch stärkere Mengensteuerung, die im Rahmen der Ausschreibungen erreicht wird, wird dafür gesorgt, dass die Energiewende bezahlbar bleibt. Gleichzeitig wirkt die Einführung von Ausschreibungen einer Überförderung entgegen, wodurch die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Stromkunden berücksichtigt wird (Indikatorbereich 10).

Die stärkere Mengensteuerung bewirkt auch einen zielorientierten, stetigen und nachhaltigen Ausbau der erneuerbaren Energien und gewährleistet somit Planungssicherheit und verlässliche Investitionsbedingungen für die Akteure auf dem Energiemarkt (Indikatorbereich 7).

Durch die Förderung der Windenergie auf See als Technologie, bei der hohe Kostensenkungspotenziale angenommen werden, wird Innovation bei der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien gefördert, um die Zukunft der Energieversorgung mit neuen Lösungen zu gestalten (Indikatorbereich 8).

4. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Unmittelbare Kosten können sich für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) dadurch ergeben, dass sich das Gesetz durch verschiedene Maßnahmen auf die Höhe der EEG-Umlage auswirkt, die in der Regel an die öffentlichen Haushalte als Stromverbraucher weitergegeben werden. Die entsprechenden Kosten werden unter 6 dargestellt.

5. Erfüllungsaufwand

a) Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Kosten für die privaten Haushalte als Stromverbraucher können sich durch Änderungen bei der EEG-Umlage ergeben (siehe oben 4.). Im Übrigen schafft das Gesetz keine neuen Pflichten für private Haushalte. Insbesondere enthält das Gesetz keine neuen Informationspflichten für Bürgerinnen und Bürger. Soweit Bürgerinnen und Bürger Bieter einer Ausschreibungsrunde werden oder mit ihrer Anlage an der regionalen Grünstromkennzeichnung teilnehmen, wird der Erfüllungsaufwand nachfolgend unter dem Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft dargestellt.

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Kosten für die Wirtschaft als Stromverbraucher können sich durch Änderungen bei der EEG-Umlage ergeben (siehe oben 4.). Darüber hinaus ergibt sich ein Erfüllungsaufwand aus der Systemumstellung auf Ausschreibungen. Dieser Erfüllungsaufwand wird in der nachfolgenden Kostenschätzung dargestellt. Diese Schätzung beruht auf den Regeln zur Ex-ante-Abschätzung der Bürokratiekosten nach dem „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung" vom Oktober 2012. Für die unterschiedlichen Tätigkeiten wird ein mittleres bzw. hohes Qualifikationsniveau der Bearbeiter angesetzt. Gemäß der Zeitwerttabelle für die Wirtschaft im „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung" (Anhang VI, Spalte D) sind für Tätigkeiten im mittleren Qualifikationsniveau in der Energieversorgung Lohnkosten von 41,70 Euro pro Stunde und für Tätigkeiten im höheren Qualifikationsniveau 67 Euro pro Stunde zugrunde zu legen. Auf dieser Grundlage ergibt sich jeweils der in der Tabelle dargestellte Erfüllungsaufwand. Es wird dabei nur der zusätzlich zu dem bisherigen Erfüllungsaufwand anfallende Aufwand dargestellt. Daher wird der Erfüllungsaufwand aus der wegfallenden FFAV beim Erfüllungsaufwand der solaren Strahlungsenergie in Abzug gebracht. Ebenso wird der Erfüllungsaufwand aus dem wegfallenden Kapazitätszuweisungsverfahren und der wegfallende Erfüllungsaufwand durch die Einführung von Voruntersuchungen beim Erfüllungsaufwand für den Bereich Windenergie auf See in Abzug gebracht.

Darüber hinaus wurden für die Berechnung des Erfüllungsaufwands folgende Annahmen getroffen:

Tabelle 1: Annahmen Erfüllungsaufwand

		Solare Strahlungs-energie	**Windenergie an Land**	**Windenergie auf See**	**Biomasse**
1	Ausgeschriebene Menge pro Jahr	600 MW	2 800 MW	730 MW	150 / 200 MW
2	Durchschnittliche Gebotsgröße	3,5 MW	8 MW	350 MW	500 kW
3	Ausschreibungsrunden pro Jahr	3	4	1	1
4	Wettbewerbsniveau (Faktor)	3	2		2
5	Anzahl Gebote im Jahr	450	700	25	520
6	Zuschläge pro Jahr	150	350	2	260
7	Realisierungsrate	90 %	90 %	90 %	90 %
8	Anzahl Rückgaben	14	31	0	20

Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft: Solare Strahlungsenergie:

Das Überführen der Regelungen der FFAV in das EEG 2016 ist verbunden mit der Aufnahme weiterer Anlagenkategorien in die Ausschreibung. So werden zusätzlich große Dachanlagen (mit einer installierten Leistung über 750 kW) sowie Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen in das Ausschreibungsvolumen aufgenommen. Dadurch steigt die ausgeschriebene Menge pro Jahr um 200 MW auf 600 MW. Die im Vergleich zur FFAV hinzukommende Gebotsmenge, unter Berücksichtigung des sich aus der FFAV ergebenden und wegfallenden Erfüllungsaufwands, führt zu neuem Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von 8.915 Euro.

Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft (solare Strahlungsenergie)					
	Regelung	**Vorgabe**	**Norm-adressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1		Einarbeitung in die Vorgaben, Gebotsvorbereitung	Bieter	Rd. 450 Gebote pro Jahr bei rd. 150 Geboten pro Ausschreibung. Annahme von Multiprojektbietern und wiederholter Teilnahme reduziert zu erwartende Fälle um rd. 50 % auf 300.	Mehrbelastung: 241.200 Euro Rd. 16 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
2	§ 37	Gebotserstellung	Bieter	Rd. 450 Gebote pro Jahr bei rd. 150 Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 90.450 Euro Rd. 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
3	§ 37a S. 2 Nr.1	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der 1. Sicherheitsleistung	Bieter	Rd. 450 Gebote pro Jahr bei rd. 150 Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 28.883 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 2,6 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 1 Monat, Höhe der 1. Sicherheitsleistung: 4 Euro/kW
4	§ 37a S. 2 Nr.2	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der 2. Sicherheitsleistung	Erfolgreiche Bieter	Rd. 150 bezuschlagte Gebote pro Jahr bei rd. 50 bezuschlagten Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 539.250 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 2,6 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 1 Jahr, Hälfte der Bieter müssen die volle Sicherheitsleistung, die andere Hälfte nur die halbe Sicherheitsleistung hinterlegen, Höhe der 2. Sicherheitsleistung: 50 Euro/kW
5	Gebührenverordnung	Überweisen der Gebühren auf das Konto der BNetzA und Abwicklung im Unternehmen	Bieter	Rd. 450 Gebote pro Jahr bei rd. 150 Geboten pro Ausschreibung	Mehrbelastung: 9.383 Euro 1/2 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
6	§ 38	Kosten der Antragsstellung auf Ausstellung von	Erfolgreiche Bieter	Rd. 150 bezuschlagte Gebote pro Jahr bei rd. 50 bezuschlagten Geboten pro Ausschreibung von denen 90 % realisiert werden.	Mehrbelastung: 27.135 Euro Zusätzlich Zeitaufwand von durchschnittlich 3 Stunden pro Gebot im

Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft (solare Strahlungsenergie)					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
		Zahlungsberechtigungen			hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
7	§ 55	Kosten des Einforderns der Forderung bei Pönalisierung	Übertragungsnetzbetreiber	Rd. 15 zu verhängende Pönalen pro Jahr	Mehrbelastung: 1.877 Euro 3 Stunde je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
8	§ 38a Abs. 3	Prüfen der Angaben des Anlagenbetreibers bei Beantragung der Zahlungsberechtigung	Netzbetreiber	Rd. 150 bezuschlagte Gebote pro Jahr bei rd. 50 bezuschlagten Geboten pro Ausschreibung von denen 90 % realisiert werden.	Mehrbelastung: 16.888 Euro 3 Stunden je zu prüfender Inanspruchnahme der Zahlungsberechtigung im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
9	§ 38a Abs. 3	Bestätigung der Angaben an die BNetzA	Netzbetreiber	Rd. 150 bezuschlagte Gebote pro Jahr bei rd. 50 bezuschlagten Geboten pro Ausschreibung von denen 90 % realisiert werden.	Mehrbelastung: 2.818 Euro 1/2 Stunde je zu prüfender Inanspruchnahme der Zahlungsberechtigung im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
Erfüllungsaufwand des EEG 2016 (inkl. Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft aus Informationspflichten, siehe Tabelle 3)					**957.880 Euro**
Wegfallender Erfüllungsaufwand aus FFAV					**- 948.965 Euro**
Erfüllungsaufwand im EEG 2016 (inkl. Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft aus Informationspflichten, siehe Tabelle 3)					**8.915 Euro**

Im Einzelnen ist bei der Berechnung des Erfüllungsaufwandes Folgendes berücksichtigt worden:

– In allen Fällen wurden die Lohnkosten der Lohnkostentabelle der Wirtschaft, Kategorie D: Energieversorgung entnommen.

– Zu Nummer 1: Voraussetzung einer Teilnahme an der Ausschreibung ist ein gründliches Verständnis der einzelnen Regelungen des EEG 2016. Der hierfür aufzubringende Aufwand wird sich von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde verringern; d.h.: dieser Aufwand wird im Jahr 2016 am höchsten sein und anschließend abnehmen. Außerdem muss die Gebotsabgabe vorbereitet werden, indem z. B. die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen in der gewünschten Form eingeholt werden. Pauschal wurden hier 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 2: Der Vorgang der Gebotserstellung nimmt ebenfalls zusätzliche Zeit des Bieters in Anspruch. Hierbei müssen die diversen Unterlagen und Informationen zusammengetragen, Formatvorgaben berücksichtigt und ein Gebot erstellt und eingereicht werden. Hier wurden pauschal 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 3: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Erstsicherheit bei den Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungskosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (06/2015-11/2015) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 2,6 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche Verweildauer der Erstsicherheitsleistung von einem Monat. Der Finanzierungsbedarf verursacht zudem einen geringen Personalaufwand für die Beschaffung der Finanzmittel, der hier pro Gebot mit einer halben Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades abgeschätzt wird.

– Zu Nummer 4: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Zweitsicherheit bei den erfolgreichen Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (06/2015-11/2015) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 2,6 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche Verweildauer der Zweitsicherheitsleistung von zwölf Monaten. Der Finanzierungsbedarf verursacht zudem einen geringen Personalaufwand für die Beschaffung der Sicherheit der hier pro Gebot mit 10 Stunden des hohen Schwierigkeitsgrades abgeschätzt wird.

– Zu Nummer 5: Die Zusatzkosten, die durch das Überweisen der Gebühren auf das Konto der BNetzA und der Abwicklung im Unternehmen entstehen, werden pauschal mit einer halben Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades pro Gebot abgeschätzt.

– Zu Nummer 6: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der im Zusammenhang mit der Erstellung des Antrags auf Ausstellung von Zahlungsberechtigungen entsteht. Hier wurde mit einem Arbeitsaufwand von 3 Stunden pro erfolgreichem und realisiertem Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad gerechnet.

– Zu Nummer 7: Hier wird der Erfüllungsaufwand der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, der im Zusammenhang mit der Einforderung der Pönale sowie der Vereinnahmung der Bußgeldzahlung als Einnahme im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung entsteht. Dies enthält auch den Aufwand, der bei den Übertragungsnetzbetreibern aus dem Erfordernis entsteht, die Sicherheitsleistung im Falle der ausbleibenden Bußgeldzahlung der Bieter von der BNetzA zu fordern. Pauschal wurde mit 3 Stunden der mittleren Schwierigkeit pro zu pönalisierendem Gebot gerechnet.

– Zu Nummer 8: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der bei den Netzbetreibern in Zusammenhang mit der Prüfung des Zahlungsanspruchs entsteht. Der zusätzliche Prüfaufwand ist hierbei gering, da der Netzbetreiber nach geltender Gesetzgebung bereits zur Prüfung des Förderanspruchs verpflichtet ist. Dennoch wurden hier pro bezuschlagtem und realisiertem Gebot ein Prüfaufwand von 3 Stunden der mittleren Schwierigkeit angesetzt.

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten: Zusätzliche Bürokratiekosten aus Informationspflichten entstehen dem Netzbetreiber durch Bestätigung der Angaben des Anlagenbetreibers an die BNetzA i.H.v. rd. 2.818 Euro pro Jahr.

Tabelle 3: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft aus Informationspflichten (solare Strahlungsenergie)					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1	§ 38a Abs. 3	Bestätigung der Angaben an die BNetzA	Netzbetreiber	Rd. 150 bezuschlagte Gebote pro Jahr bei rd. 50 bezuschlagten Geboten pro Ausschreibung von denen 90 % realisiert werden.	Mehrbelastung: 2.818 Euro 1/2 Stunde je zu prüfender Inanspruchnahme der Zahlungsberechtigung im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung

– Zu Nummer 1: Die von den Netzbetreibern geprüften Angaben der Bieter müssen der BNetzA bestätigt werden. Hierfür wurde pauschal eine halbe Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades je erfolgreichen und realisierten Gebotes berücksichtigt.

Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft: Wind an Land

Das EEG 2016 führt Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von mehr als 750 kW ein. Diese Neuerung führt zu einem neuen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von 4.748.958 Euro.

Tabelle 4: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft (Windenergie an Land)					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1		Einarbeitung in die Vorgaben, Gebotsvorbereitung	Bieter	Rd. 700 Gebote pro Jahr bei rd. 175 Geboten pro Ausschreibung. Annahme von Multiprojektbietern und wiederholten Geboten reduziert zu erwartende Fälle um rd. 50 %.	Mehrbelastung: 375.200 Euro 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
2	§ 36	Gebotserstellung	Bieter	Rd. 700 Gebote pro Jahr bei rd. 175 Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 140.700 Euro Voraussichtlicher Zeitaufwand: durchschnittlich 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
3	§ 36a	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der Sicherheitsleistung (Dauer 1 Monat)	Bieter	Rd. 750 Gebote pro Jahr bei rd. 175 Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 833.000 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 2,6 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 1

Tabelle 4: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft (Windenergie an Land)					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
					Monat, Höhe der Sicherheitsleistung: 30 Euro/kW
4	§ 36a	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der Sicherheitsleistung (zusätzliche Dauer 18 Monate)	Erfolgreiche Bieter	350 bezuschlagte Gebote pro Jahr bei rd. 88 bezuschlagte Geboterd. 88 bezuschlagte Gebote pro Ausschreibungsrunde.	Mehrbelastung: 3.276.000 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 2,6 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 18 Monat, Höhe der Sicherheitsleistung: 30 Euro/kW
5	§ 36h Abs. 3 Nr 2	Nachweisführung der Erträge nach 5, 10 und 15 Jahren	Erfolgreiche Bieter	315 realisierte Gebote pro Jahr bei rd. 79 bezuschlagte und realisierte Geboten pro Ausschreibungsrunde (90 % Realisierung).	Mehrbelastung: 26.271 Euro durchschnittlich 2 Stunden pro Gebot im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
6	Gebührenverordnung	Überweisen der Gebühren auf das Konto der BNetzA und Abwicklung im Unternehmen	Bieter	Rd. 750 Gebote pro Jahr bei rd. 175 Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 14.595 Euro 1/2 Stunde je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
7	§ 55	Kosten des Einforderns der Forderung bei Pönalisierung	Übertragungsnetzbetreiber	Rd. 35 zu verhängende Pönalen pro Jahr.	Mehrbelastung: 4.378,5 Euro Zeitaufwand: Durchschnittlich 3 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
8	§ 36h	Berechnung des anzulegenden Wertes	Netzbetreiber	315 realisierte Gebote pro Jahr bei rd. 79 bezuschlagte und realisierte Geboten pro Ausschreibungsrunde (90 % Realisierung).	Mehrbelastung: 26.271 Euro Durchschnittlich 2 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
9	§ 36h Abs. 2	Neuberechnung des anzulegenden Wertes nach 5, 10 und 15 Jahren	Netzbetreiber	315 realisierte Gebote pro Jahr bei rd. 79 bezuschlagte und realisierte Geboten pro Ausschreibungsrunde (90 % Realisierung).	Mehrbelastung: 52.542 Euro Durchschnittlich 4 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
Neuer Erfüllungsaufwand EEG					**4.748.958 Euro**

Im Einzelnen ist bei der Berechnung des Erfüllungsaufwandes Folgendes berücksichtigt worden:

– In allen Fällen wurden die Lohnkosten der Lohnkostentabelle der Wirtschaft, Kategorie D: Energieversorgung entnommen.

– Zu Nummer 1: Voraussetzung einer Teilnahme an der Ausschreibung ist ein gründliches Verständnis der einzelnen Regelungen des EEG 2016. Der hierfür aufzubringende Aufwand wird sich von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde verringern; d.h.: dieser Aufwand wird im Jahr 2016 am höchsten sein und anschließend abnehmen. Außerdem muss die Gebotsabgabe vorbereitet werden, indem z. B. die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen in der gewünschten Form eingeholt werden. Pauschal wurden hier 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 2: Der Vorgang der Gebotserstellung nimmt ebenfalls zusätzliche Zeit des Bieters in Anspruch. Hierbei müssen die diversen Unterlagen und Informationen zusammengetragen, Formatvorgaben berücksichtigt und ein Gebot erstellt und eingereicht werden. Hier wurden pauschal 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 3: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Sicherheitsleistung bei den Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (06/2015-11/2015) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 2,6 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche Verweildauer der Sicherheitsleistung von einem Monat. Der Finanzierungsbedarf verursacht zudem einen Personalaufwand für die Beschaffung der Sicherheit der hier pro Gebot mit 10 Stunden des hohen Schwierigkeitsgrades abgeschätzt wird. Dieser Aufwand entsteht für alle an der Ausschreibung teilnehmenden Bieter.

– Zu Nummer 4: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Sicherheit bei den erfolgreichen Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (06/2015-11/2015) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 2,6 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche zusätzliche Verweildauer der Sicherheitsleistung von 18 Monaten. Der Finanzierungsbedarf verursacht in diesem Fall keinen weiteren Personalaufwand, da die Sicherheitsleistung bereits beschafft wurde (siehe Nummer 3). Dieser Aufwand entsteht lediglich für die Bieter, deren Gebote bezuschlagt wurden.

– Zu Nummer 5: Die erfolgreichen Bieter sind nach § 36h Absatz 3 Nummer 2 EEG 2016 dem Netzbetreiber verpflichtet, einen Nachweis zu führen über den tatsächlichen Ertrag der Anlage ab Beginn des sechsten, elften und sechzehnten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres. Hierfür wurde pauschal ein Arbeitsaufwand je realisiertem Gebot von zwei Stunden im mittleren Schwierigkeitsgrad angenommen.

– Zu Nummer 6: Die Zusatzkosten, die durch das Überweisen der Gebühren auf das Konto der BNetzA und der Abwicklung im Unternehmen entstehen, werden pauschal mit einer halben Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades pro Gebot abgeschätzt.

– Zu Nummer 7: Hier wird der Erfüllungsaufwand der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, der im Zusammenhang mit der Einforderung der Pönale sowie der Vereinnahmung der Bußgeldzahlung als Einnahme im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung entsteht. Dies enthält auch den Aufwand, der bei den Übertragungsnetzbetreibern aus dem Erfordernis entsteht, die Sicherheitsleistung im Falle der ausbleibenden Bußgeldzahlung der Bieter von der BNetzA zu fordern. Pauschal wurde mit 3 Stunden der mittleren Schwierigkeit pro zu pönalisierendem Gebot gerechnet.

– Zu Nummer 8: Nach § 36h EEG 2016 ist der Netzbetreiber verpflichtet, den anzulegenden Wert einer Anlage auf Grundlage des Zuschlagswerts mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors zu ermitteln. Hierfür wurde pauschal ein Zeitaufwand von zwei Stunden pro erfolgreichem und realisiertem Gebot im mittleren Schwierigkeitsgrad angenommen.

– Zu Nummer 9: Nach § 36h Absatz 2 EEG 2016 wird der anzulegende Wert nach sechs, elf und sechzehn Jahren vom Netzbetreiber neu berechnet. Zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen müssen erstattet werden. Hierfür wurde pauschal ein Zeitaufwand von vier Stunden pro erfolgreichem und realisiertem Gebot im mittleren Schwierigkeitsgrad angenommen.

Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft: Biomasse

Das EEG 2016 führt Ausschreibungen für Biomasseanlagen mit einer Leistung von mehr als 150 kW ein. Diese Neuerung führt zu einem neuen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von 914.734 Euro.

Tabelle 4: Neuer Erfüllungsaufwand für Biomasse					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1		Einarbeitung in die Vorgaben, Gebotsvorbereitung	Bieter	Rd. 520 Gebote pro Jahr bei rd. 520 Geboten pro Ausschreibung. Annahme von Multiprojektbietern und wiederholten Geboten reduziert zu erwartende Fälle um rd. 50 %.	Mehrbelastung: 278.720 Euro 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
2	§ 36	Gebotserstellung	Bieter	Rd. 520 Gebote pro Jahr bei rd. 520 Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 104.520 Euro Voraussichtlicher Zeitaufwand: durchschnittlich 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
3	§ 36a	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der Sicherheitsleistung (Dauer 1 Monat)	Bieter	Rd. 520 Gebote pro Jahr bei rd. 520 Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 365.300 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 2,6 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 1 Monat, Höhe der Sicherheitsleistung: 60 Euro/kW
4	§ 36a	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der Sicherheitsleistung (zusätzliche Dauer 18 Monate)	Erfolgreiche Bieter	260 bezuschlagte Gebote pro Jahr bei rd. 260 bezuschlagte Gebote pro Ausschreibungsrunde.	Mehrbelastung: 152.100 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 2,6 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 18 Monat, Höhe der Sicherheitsleistung: 60 Euro/kW
5	Gebührenverordnung	Überweisen der Gebühren auf das Konto	Bieter	Rd. 520 Gebote pro Jahr bei rd. 520 Geboten pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 10.842 Euro

Tabelle 4: Neuer Erfüllungsaufwand für Biomasse					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
		der BNetzA und Abwicklung im Unternehmen			1/2 Stunde je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
6	§ 55	Kosten des Einforderns der Forderung bei Pönalisierung	Übertragungsnetzbetreiber	Rd. 26 zu verhängende Pönalen pro Jahr.	Mehrbelastung: 3.253 Euro Zeitaufwand: Durchschnittlich 3 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
Neuer Erfüllungsaufwand EEG					**914.735 Euro**

Im Einzelnen ist bei der Berechnung des Erfüllungsaufwandes Folgendes berücksichtigt worden:

– In allen Fällen wurden die Lohnkosten der Lohnkostentabelle der Wirtschaft, Kategorie D: Energieversorgung entnommen.

– Zu Nummer 1: Voraussetzung einer Teilnahme an der Ausschreibung ist ein gründliches Verständnis der einzelnen Regelungen des EEG 2016. Der hierfür aufzubringende Aufwand wird sich von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde verringern; d.h.: dieser Aufwand wird im Jahr 2016 am höchsten sein und anschließend abnehmen. Außerdem muss die Gebotsabgabe vorbereitet werden, indem z. B. die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen in der gewünschten Form eingeholt werden. Pauschal wurden hier 12 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 2: Der Vorgang der Gebotserstellung nimmt ebenfalls zusätzliche Zeit des Bieters in Anspruch. Hierbei müssen die diversen Unterlagen und Informationen zusammengetragen, Formatvorgaben berücksichtigt und ein Gebot erstellt und eingereicht werden. Hier wurden pauschal 3 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 3: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Sicherheitsleistung bei den Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (06/2015-11/2015) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 2,6 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche Verweildauer der Sicherheitsleistung von einem Monat. Der Finanzierungsbedarf verursacht zudem einen Personalaufwand für die Beschaffung der Sicherheit der hier pro Gebot mit 10 Stunden des hohen Schwierigkeitsgrades abgeschätzt wird. Dieser Aufwand entsteht für alle an der Ausschreibung teilnehmenden Bieter.

– Zu Nummer 4: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Sicherheit bei den erfolgreichen Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (06/2015-11/2015) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 2,6 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche zusätzliche Verweildauer der Sicherheitsleistung von 12 Monaten. Der Finanzierungsbedarf verursacht in diesem Fall keinen weiteren

Personalaufwand, da die Sicherheitsleistung bereits beschafft wurde (siehe unter Nummer 3). Dieser Aufwand entsteht lediglich für die Bieter, deren Gebote bezuschlagt wurden.

– Zu Nummer 5: Die Zusatzkosten, die durch das Überweisen der Gebühren auf das Konto der BNetzA und der Abwicklung im Unternehmen entstehen, werden pauschal mit einer halben Stunde des mittleren Schwierigkeitsgrades pro Gebot abgeschätzt.

– Zu Nummer 6: Hier wird der Erfüllungsaufwand der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, der im Zusammenhang mit der Einforderung der Pönale sowie der Vereinnahmung der Bußgeldzahlung als Einnahme im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung entsteht. Dies enthält auch den Aufwand, der bei den Übertragungsnetzbetreibern aus dem Erfordernis entsteht, die Sicherheitsleistung im Falle der ausbleibenden Bußgeldzahlung der Bieter von der BNetzA zu fordern. Pauschal wurde mit 3 Stunden der mittleren Schwierigkeit pro zu pönalisierendem Gebots gerechnet.

Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft: Wind auf See

Das WindSeeG führt Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See ein. Diese Neuerung führt zu einem neuen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von ca. 20 Mio. Euro pro Jahr. Dies berücksichtigt, dass Erfüllungsaufwand auf der anderen Seite dadurch entfällt, dass das bisherige Kapazitätszuweisungsverfahren nach dem EnWG (in Höhe von ca. 20.000 Euro pro Jahr) wegfällt und dass künftig für die Vorbereitung des Planfeststellungsverfahrens für Windenergieanlagen auf See bestimmte Informationen durch die Voruntersuchung staatlicherseits bereitgestellt werden, die heute der Vorhabenträger beibringen muss. So entfallen etwa die bisher im Vorwege des Planfeststellungsverfahrens durchzuführenden Untersuchungen der Meeresumwelt nach dem jeweils geltenden „Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt“ sowie des Baugrunds nach dem jeweils geltenden „Standard Baugrunderkundung – Mindestanforderungen an die Baugrunderkundung und Untersuchung für Offshore-Windenergieanlagen, Offshore-Stationen und Stromkabel“, da diese bereits im Rahmen der Ausschreibung zur Verfügung gestellt werden.

Entsprechend der Darstellung des Erfüllungsaufwands der Verwaltung für die Voruntersuchung von Flächen für Windenergieanlagen auf See (siehe unten) reduziert sich der Erfüllungsaufwand der Wirtschaft mindestens um den Aufwand der Verwaltung für die Voruntersuchung von Flächen (pro Jahr: Personalkosten 1,990 Mio. Euro; Sachkosten 16,775 Mio. Euro, Verwaltungskosten 0,326 Mio. Euro; insgesamt 19,091 Mio. Euro). Aufgrund der kostengünstigeren gleichzeitigen Untersuchung mehrerer Flächen für Windenergie auf See ist der seitens der Wirtschaft eingesparte Erfüllungsaufwand eher noch höher einzuschätzen.

Der Erfüllungsaufwand der Wirtschaft reduziert sich zudem weiter, da durch die Flächenvoruntersuchung die bislang regelmäßig erfolgte parallele Entwicklung von Vorhaben in einem Umfang, der aufgrund der EEG-Ausbauziele für die Windenergie auf See nicht verwirklicht werden kann, zurückgeführt wird.

Tabelle 5: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft (Windenergie auf See)

	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1		Einarbeitung in die Vorgaben, Gebotsvorbereitung	Bieter	Rd. 25 Gebote pro Ausschreibung. Annahme von Multiprojektbietern und wiederholten Geboten reduziert zu erwartende Fälle um rd. 50 %.	Mehrbelastung: 62.812 Euro 75 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
2	§ 20 WindSeeG	Gebotserstellung	Bieter	Rd. 25 Gebote pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 83.750 Euro Voraussichtlicher Zeitaufwand: durchschnittlich 50

Tabelle 5: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft (Windenergie auf See)					
	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
					Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
3	§ 21 WindSeeG	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der Sicherheitsleistung (Dauer 1 Monat)	Bieter	Rd. 25 Gebote pro Ausschreibung.	Mehrbelastung: 4.806.583 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 2,6 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 1 Monat, Höhe der Sicherheitsleistung: 350 Euro/kW Zeitaufwand: Durchschnittlich 40 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (67 Euro / Stunde)
4	§ 21 WindSeeG	Kosten der Beschaffung und Bereitstellung der Sicherheitsleistung (zusätzliche Dauer 60 Monate)	Erfolgreiche Bieter	2 bezuschlagte pro Ausschreibungsrunde	Mehrbelastung: 33.215.000 Euro Annahmen: Bereitstellungszinsen für die Sicherheitsleistung: 2,6 % pro Jahr, durchschnittliche Verweildauer der Sicherheit: 60 Monate, Höhe der Sicherheitsleistung: 350 Euro/kW
5	§ 60 WindSeeG	Kosten des Einforderns der Forderung bei Pönalisierung	Übertragungsnetzbetreiber	Rd. 5 zu verhängende Pönalen pro Jahr.	Mehrbelastung: 626 Euro Zeitaufwand: Durchschnittlich 3 Stunden je Vorgang im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
Neuer Erfüllungsaufwand WindSeeG					**38.168.771 Euro**
Wegfallender Erfüllungsaufwand durch staatliche Voruntersuchung von Flächen					**- 19.091.715 Euro**
Erfüllungsaufwand WindSeeG insgesamt					**19.077.056 Euro**

Im Einzelnen ist bei der Berechnung des Erfüllungsaufwandes Folgendes berücksichtigt worden:

– In allen Fällen wurden die Lohnkosten der Lohnkostentabelle der Wirtschaft, Kategorie D: Energieversorgung entnommen.

– Zu Nummer 1: Voraussetzung einer Teilnahme an der Ausschreibung ist ein gründliches Verständnis der einzelnen Regelungen des WindSeeG und des EEG 2016. Der hierfür aufzubringende Aufwand wird sich

von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde verringern; d.h.: dieser Aufwand wird in der ersten Ausschreibungsrunde am höchsten sein und anschließend abnehmen. Außerdem muss die Gebotsabgabe vorbereitet werden, indem z. B. die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen in der gewünschten Form eingeholt werden. Pauschal wurden hier 75 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 2: Der Vorgang der Gebotserstellung nimmt ebenfalls zusätzliche Zeit des Bieters in Anspruch. Hierbei müssen die diversen Unterlagen und Informationen zusammengetragen, Formatvorgaben berücksichtigt und ein Gebot erstellt und eingereicht werden. Hier wurden pauschal 50 Stunden pro Gebot im hohen Schwierigkeitsgrad angesetzt.

– Zu Nummer 3: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Sicherheitsleistung bei den Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (06/2015-11/2015) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 2,6 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche Verweildauer der Sicherheitsleistung von einem Monat. Der Finanzierungsbedarf verursacht zudem einen Personalaufwand für die Beschaffung der Sicherheit, der hier pro Gebot mit 10 Stunden des hohen Schwierigkeitsgrades abgeschätzt wird. Dieser Aufwand entsteht für alle an der Ausschreibung teilnehmenden Bieter.

– Zu Nummer 4: Hier wird der Erfüllungsaufwand dargestellt, der durch die Bereitstellung der Sicherheit bei den erfolgreichen Bietern verursacht wird. Die Kosten entstehen entweder durch die Bindung der bereitgestellten Geldmittel oder in Form der Bürgschaftszinsen im Falle der Hinterlegung in Form einer Bürgschaft. Die Bereitstellungkosten werden mittels des auf die letzten sechs Monate (06/2015-11/2015) bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen auf 2,6 Prozent geschätzt. Dieser Zinssatz wurde für die Berechnung des Erfüllungsaufwands herangezogen. Angenommen wurde des Weiteren eine durchschnittliche zusätzliche Verweildauer der Sicherheitsleistung von 60 Monaten. Der Finanzierungsbedarf verursacht in diesem Fall keinen weiteren Personalaufwand, da die Sicherheitsleistung bereits beschafft wurde (siehe Nummer 3). Dieser Aufwand entsteht lediglich für die Bieter, deren Gebote bezuschlagt wurden.

– Zu Nummer 5: Hier wird der Erfüllungsaufwand der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, der im Zusammenhang mit der Einforderung der Pönale als Einnahme im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung entsteht. Dies enthält auch den Aufwand, der bei den Übertragungsnetzbetreibern aus dem Erfordernis entsteht, die Sicherheitsleistung im Falle der ausbleibenden Zahlung der Bieter von der BNetzA zu fordern. Pauschal wurde mit 3 Stunden der mittleren Schwierigkeit pro zu pönalisierendem Gebot gerechnet.

Jenseits von Ausschreibungen wird die Pflicht zur Veröffentlichung der Daten des Ausgleichsmechanismus in § 77 Absatz 1 EEG 2016 auf die Übertragungsnetzbetreiber beschränkt. Bisher waren neben den vier Übertragungsnetzbetreibern auch gut 900 weitere Netzbetreiber und knapp 900 Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, insofern wird der Umfang dieser Veröffentlichungspflicht stark reduziert. Da die Bestandsmessung für die Veröffentlichungspflicht nach § 77 Absatz 1 EEG 2016 nur rund 1000 Euro ausweist, liegt das Entlastungvolumen trotzdem nur in einer Größenordnung von mehreren Hundert Euro.

Die Regelungen für die Regionalnachweise zur Umsetzung der optionalen regionalen Grünstromkennzeichnung begründen neue Informationspflichten für den Fall, dass Akteure an dem optionalen System der Regionalnachweise teilnehmen wollen. Dies führt zu einem freiwilligen zusätzlichen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft, dessen Höhe erst mit der konkreten Gestaltung des Systems im Rahmen der HkRNDV ermittelbar und darstellbar ist. Hinzukommt ein ebenfalls später festzustellender einmaliger Erfüllungsaufwand.

c) Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Das Gesetz erhöht den Erfüllungsaufwand der Verwaltung des Bundes. Länder und Kommunen sind nicht betroffen.

Der Erfüllungsaufwand des Bundes wird erhöht, weil und soweit die Ausschreibungen durch Behörden vollzogen werden. Dies betrifft die BNetzA für die Ausschreibungen sowie das BSH für die Flächenentwicklungsplanung und die staatliche Voruntersuchung der Flächen für die Ausschreibungen bei der Windenergie auf See.

– Ausschreibungen für Solaranlagen, Windenergieanlagen an Land und Biomasseanlagen:

Die folgende Tabelle legt den Erfüllungsaufwand der Verwaltung dar. Die Kostenschätzung beruht auf den Regeln zur ex-ante-Abschätzung der Bürokratiekosten nach dem „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung“ vom Oktober 2012, ergänzt durch das Schreiben vom Bundesministerium der Finanzen vom 19. Mai 2015 (GZ II A 3 – H 1012-10/07/0001:011) zu den durchschnittlichen Personal- und Sachkosten. Es wird davon ausgegangen, dass pro Jahr 450 Gebote für Solaranlagen, 700 Gebote für Windenergieanlagen und 520 Gebote für Biomasseanlagen eingehen werden. Ferner wird davon ausgegangen, dass 150 Gebote pro Jahr bei solarer Strahlungsenergie, 350 Gebote pro Jahr bei Windenergie an Land und 260 Gebote bei Biomasse einen Zuschlag erhalten. Im Jahr finden drei Ausschreibungsrunden für solare Strahlungsenergie zunächst vier Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land und eine bei Biomasse statt. Zudem wurde bei einigen Prozessen geschätzt, wie häufig pro Gebot ein Bedarf an Verwaltungshandlungen entsteht. Aus dieser Schätzung wurde eine Zeitangabe pro Gebot ermittelt. Bei der Ermittlung der Kosten wurden die durchschnittlichen Stundensätze für den mittleren, gehobenen sowie höheren Dienst (mD, gD, hD) für die Bundesverwaltung herangezogen.

Die nachfolgenden Kosten sollen durch die Erhebung von Gebühren gegenfinanziert werden; zu diesem Zweck enthält § 87 Absatz 2 EEG 2016 eine entsprechende Verordnungsermächtigung. Viele Aufgaben der Verwaltung fallen sowohl im Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen als auch für Windenergieanlagen an Land an. Dies spiegelt sich im Gesetz im allgemeinen Teil der Ausschreibungen wider und zeigt sich in den Tabellen durch gleiche Aufgabenbezeichnungen.

	Zeitbedarf in Std	Personalkosten/Std in Euro	Personalkosten in Euro	Sacheinzelkosten in Euro	Gemeinkostenzuschlag (30%) in Euro	Gesamt in Euro
Mittlerer Dienst [mD]	6449	32,2 €	207.650 €	71.195 €	83.653 €	362.498 €
Gehobener Dienst [gD]	8327	40,4 €	336.411 €	91.931 €	128.503 €	556.845 €
Höherer Dienst [hD]	6757	59,2 €	399.989 €	74.593 €	142.375 €	616.957 €
					Wegfallende Aufwendungen aus PV FFAV	-713.441
					Zusätzlicher Verwaltungsaufwand	822.859

Insgesamt ergibt sich damit ein Personalbedarf von 4,5 Stellen im höheren Dienst, 5,5 Stellen im gehobenen Dienst und 4,3 Stellen im mittleren Dienst. Dadurch entstehen Personalkosten in Höhe von 944 049 Euro. Der Bedarf ermittelt sich aus den angegebenen Zeiten zuzüglich 10 Prozent auf die Stundenzahl für mittelbare Tätigkeiten (wie Führungsaufgaben) sowie 10 Prozent auf die resultierende Stundenzahl für Querschnittsaufgaben (z. B. Controlling, Justiziariat, Informationstechnik). Dabei sind die Kosten für die Querschnittsaufgaben in den nachfolgend beschriebenen Gemeinkosten enthalten und insofern nicht in die oben genannten Personalkosten eingerechnet. Hinzu kommen pauschale Sachkosten in Höhe von 10,2*18.150 Euro (entspricht 11,04 Euro pro Stunde) = 237 720 Euro. Auf die Summe der Sach- und Personalkosten von 1 105 795849.710 Euro entfällt ein Gemeinkostenzuschlag für interne Leistungserbringung (z. B. innerer Dienst, Personalvertretung, Leitung) i.H.v. 30 Prozent oder 354 531 Euro.

Die Ausschreibungsregeln in diesem Gesetz lösen die FFAV ab. Die mit dieser Verordnung verbundenen Verwaltungsgebühren für die Ausschreibung von PV-Freiflächenanlagen in Höhe von 713.441 Euro und Personalbedarf von 3,4 Stellen im höheren Dienst, 2 Stellen im gehobenen Dienst und 0,8 Stellen im mittleren Dienst fallen daher weg.

Somit ergibt sich ein Personalmehrbedarf von 1,1 Stellen im höheren Dienst, 3,5 Stellen im gehobenen Dienst und 3,5 Stellen im mittleren Dienst. Die zusätzlichen Kosten für den Einbezug von Windanlagen und Solaranlagen auf baulichen Anlagen und Biomasseanlagen betragen damit 822 859 Euro.

Die zur Abschätzung des Aufwandes verwendeten Annahmen der Fallzahlen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

	PV	Wind an Land	Biomasse
1. Ausgeschriebene Menge pro Jahr	600	2 800	130
2. durchschnittliche Gebotsgröße in MW	3,5	8	0,5
3. Ausschreibungsrunden pro Jahr	3	4	1
4. Wettbewerbsniveau (Faktor)	3	2	2
5. Gebote im Jahr (1./2. * 4)	450	700	520
6. Zuschläge pro Jahr	150	313	260

– **Allgemeiner Verwaltungsaufwand:**

Der allgemeine Verwaltungsaufwand von insgesamt 84.029 Euro ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Dabei sind die Personalkosten pro Stunde in Höhe von 32,20/40,40/59,20 Euro für den mittleren/gehobenen/höheren Dienst anzusetzen. Zu diesen Personalkosten werden die pauschalen Sachkosten von 11,04 Euro pro Stunde addiert. Ferner wird ein Aufschlag von 10 Prozent für Führungsaufgaben und ein weiterer Aufschlag von 30 Prozent für den Gemeinkostenanteil vorgenommen.

Im Ergebnis ist damit von einem Verwaltungsaufwand von 61,83/73,56/100,44 Euro pro Stunde für den mittleren/gehobenen/höheren Dienst auszugehen.

	Regelung	Vorgabe	Fälle pro Jahr	Erfüllungsaufwand je Fall (Veränderung)	Erfüllungs-aufwand Jährlich (Veränderung)
1	§ 31 Abs. 5	Verwaltung der Bankverbindung zur Hinterlegung der finanziellen Sicherheit	1 x jährlich	50 Stunden gD	3.677,97 €
2	§ 88 und § 88a	Treffen von Festlegungen	1x jährlich	480 Stunden hD	48.212,84 €
3	§ 85b	Sicherung des Datenschutzes bei der Datenübermittlung sowie regelmäßige Anpassungen und Überprüfungen	1 x jährlich	80 Stunden hD	8.035,47 €
4	§ 97	Berichterstattung über Erfahrungen	1 x jährlich	240 Stunden hD	24.106,42 €

– **Verwaltungsaufwand Windenergieanlagen an Land:**

Der Verwaltungsaufwand, der mit den Geboten und den anschließenden Verfahren verbunden ist für Windenergie an Land, beträgt in Summe 524.712 Euro und ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Regelung	Vorgabe	Fälle pro Jahr	Erfüllungsaufwand je Fall (Veränderung)	Erfüllungs-aufwand Jährlich (Veränderung)
1	§ 29	Ausschreibungsbekanntmachung im Internet deutsch	4 Ausschreibungsrunden	40 Stunden hD	16.070,95 €

	Regelung	Vorgabe	Fälle pro Jahr	Erfüllungsaufwand je Fall (Veränderung)	Erfüllungs-aufwand Jährlich (Veränderung)
2	§ 28 Abs. 1	Bestimmung des Ausschreibungsvolumens	4 Ausschreibungsrunden	24 Stunden hD	9.642,57 €
3	§ 30a Abs. 5	Anpassung der Formularvorlagen	4 Ausschreibungsrunden	240 Stunden hD	96.425,67 €
4	§ 36b i.V.m. § 85a	Ermittlung des Höchstgebotwertes	1 x jährlich	240 Stunden hD	24.106,42 €
5	§ 32	Eingangsstempel & Bewahrung der Gebote	700 Gebote	0,25 Stunden mD	10.820,85 €
6	§ 32 Abs. 2	Registrierung der Gebote	700 Gebote	0,25 Stunden gD	12.872,90 €
7	§ 32 Abs. 1	Gebotsprüfung auf Form und Frist	700 Gebote	0,75 Stunden mD	32.462,54 €
8	§ 33 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 2	Gebotsprüfung nach Kriterien des § 30, § 30a, § 36	700 Gebote	2 Stunden gD	102.983,17 €
9	§ 33 Abs. 1 S. 1 Nr. 4	Gebotsprüfung auf Höchstpreis	700 Gebote	0,08 Stunden mD	3.606,95 €
10	§ 33 Abs. 1 S. 1 Nr. 3	Eingangsprüfung der fristgerechten Gebotsgebühr	700 Gebote	0,33 Stunden mD	14.427,80 €
11	§ 31 Abs. 1 i.V.m. § 36a	Überprüfung des Eingangs der Erstsicherheit	700 Gebote	0,5 Stunden mD	21.641,69 €
12	§ 33 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5	Gebotsprüfung auf Bedingungen oder Nebenabreden	700 Gebote	0,08 Stunden gD	4.290,97 €
13	§33 Abs. 2	Gebotsprüfung auf missbräuchliche Angaben von Standortflächen	700 Gebote	0,25 Stunden hD	17.577,60 €
14	§ 33	Prüfung auf Ausschluss von Bietern	700 Gebote	0,33 Stunden hD	23.436,80 €
15	§ 32 Abs. 1 Satz 3	Sortierung der Gebote in aufsteigender Reihenfolge	700 Gebote	0,08 Stunden hD	5.859,20 €
16	§ 32 Abs. 1 S. 4	Ermittlung der Zuschlagsgrenze	700 Gebote	0,08 Stunden hD	5.859,20 €
17	§ 32 Abs. 1 S. 3 Nr. 2	Sortierung der gebotsgleichen Gebote in aufsteigender Höhe des Gebotsumfangs	700 Gebote	0,08 Stunden hD	5.859,20 €
18	§ 32 Abs. 1 Satz 3 Nr. 2	Losentscheid für gleiche Gebote an der Zuschlagsgrenze	700 Gebote	0,08 Stunden hD	5.859,20 €
19	§ 32 Abs. 2	Zuschlagsregistrierung	700 Gebote	0,25 Stunden hD	17.577,60 €
20	§ 35 Abs. 3 & 4	Unterrichtung der zu- bzw. nicht zugeschlagenen Bieter	700 Gebote	1 Stunden gD	51.491,59 €
21	§ 31 Abs. 4	Forderung und Prüfung eines Nachweises der Tauglichkeit der Bürgschaft	700 Gebote	0,08 Stunden gD	4.290,97 €
22	§ 55a	Erstattung der Zweitsicherheit/ ggf. Ausstellung einer Restzuschlagshöhe	700 Gebote	0,5 Stunden mD	21.641,69 €
23	§ 55 Abs. 5	Forderungssicherung der Übertragungsnetzbeteiber bei der BNetzA (Korrespondenz, Zahlungsanforderung etc.)	700 Gebote	0,08 Stunden mD	3.606,95 €
24	§ 32 Abs. 2	Auskünfte über Daten der Zuschlagsentscheidungen	700 Gebote	0,25 Stunden mD	10.820,85 €
25	§ 36e	Monitoring des Erlöschen der Zuschläge	700 Gebote	1 Stunden mD	43.283,39 €
26	§ 85b	Einholung von Auskünften bei Genehmigungsbehörden	700 Gebote	0,08 Stunden gD	4.290,97 €

– **Verwaltungsaufwand Solaranlagen:**

Der Verwaltungsaufwand, der mit den Geboten und den anschließenden Verfahren verbunden ist, beträgt in Summe 503.394 Euro und ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Der Verwaltungsaufwand für die Ausschreibungen im Bereich der solaren Strahlungsenergie kann trotz einer Ausweitung der Ausschreibung auf Solaranlagen auf baulichen Anlagen gegenüber den Aufwendungen aus der Freiflächenausschreibungsverordnung durch die Regelung dieses Gesetzes deutlich reduziert werden. Gründe hierfür sind die Vereinfachung im Verfahren (z. B. Wegfall des Nachrückverfahrens und Verzicht auf einige Unterlagen, die den bisher Geboten beizulegen waren) sowie die Erfahrungen aus den Pilotausschreibungen.

	Regelung	**Vorgabe**	**Fälle pro Jahr**	**Erfüllungsaufwand je Fall (Veränderung)**	**Erfüllungsauf-wand jährlich (Veränderung)**
1	§ 29	Ausschreibungsbekanntmachung im Internet deutsch	3 Ausschreibungsrunden	40 Stunden hD	12.053,21 €
2	§ 28 Abs. 3 i.V.m. § 37d Abs. 3	Bestimmung des Ausschreibungsvolumens	3 Ausschreibungsrunden	24 Stunden hD	7.231,93 €
3	§ 30a Abs. 5	Anpassung der Formularvorlagen	3 Ausschreibungsrunden	240 Stunden hD	72.319,25 €
4	§ 37b i.V.m. § 85a	Ermittlung des Höchstgebotswertes	3 Ausschreibungsrunden	4 Stunden hD	1.205,32 €
5	§ 32	Eingangsstempel & Bewahrung der Gebote	450 Gebote	0,25 Stunden mD	6.956,26 €
6	§ 32	Registrierung der Gebote	450 Gebote	0,25 Stunden gD	8.275,43 €
7	§ 32 Abs. 1 S. 2	Gebotsprüfung auf Form und Frist	450 Gebote	0,75 Stunden mD	20.868,78 €
8	§ 33 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 2	Gebotsprüfung nach Kriterien des §30, §30a und des §37	450 Gebote	4 Stunden gD	132.406,94 €
9	§ 33 Abs. 1 S. 1 Nr. 4	Gebotsprüfung auf Höchstpreis	450 Gebote	0,08 Stunden mD	2.318,75 €
10	§33 Abs. 1 Satz 3	Eingangsprüfung der fristgerechten Gebotsgebühr	450 Gebote	0,33 Stunden mD	9.275,01 €
11	§ 37a S. 2 Nr. 1	Überprüfung des Eingangs der Erstsicherheit	450 Gebote	0,5 Stunden mD	13.912,52 €
12	§ 33 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5	Gebotsprüfung auf Bedingungen oder Nebenabreden	450 Gebote	0,08 Stunden gD	2.758,48 €
13	§ 33 Abs. 2	Gebotsprüfung auf missbräuchliche Angaben von Standortflächen	450 Gebote	0,5 Stunden hD	22.599,77 €
14	§ 33	Prüfung auf Ausschluss von Bietern	450 Gebote	0,33 Stunden hD	15.066,51 €
15	§ 32 Abs. 1 S. 3	Sortierung der Gebote in aufsteigender Reihenfolge	450 Gebote	0,08 Stunden hD	3.766,63 €
16	§ 32 Abs. 1 S. 4	Ermittlung der Zuschlagsgrenze	450 Gebote	0,08 Stunden hD	3.766,63 €
17	§ 32 Abs. 1 S. 3 Nr. 2	Sortierung der gebotsgleichen Gebote in aufsteigender Höhe des Gebotsumfangs	450 Gebote	0,08 Stunden hD	3.766,63 €
18	§ 32 Abs. 1 S. 3 Nr. 2	Losentscheid für gleiche Gebote an der Zuschlagsgrenze	450 Gebote	0,08 Stunden hD	3.766,63 €
19	§ 32 Abs. 3	Zuschlagsregistrierung	450 Gebote	0,25 Stunden hD	11.299,88 €
20	§ 35 Abs.2 & 3	Unterrichtung der zu- bzw. nicht zugeschlagenen Bieter	450 Gebote	1 Stunden gD	33.101,73 €
21	§38a Abs.2	Zuschlagsbezogene Mitteilungspflichten an ÜNB	150 Gebote	0,5 Stunden gD	5.516,96 €
22	§ 32 Abs. 2	Ermittlung des Zuschlagswertes	150 Gebote	0,25 Stunden hD	3.766,63 €

	Regelung	Vorgabe	Fälle pro Jahr	Erfüllungsaufwand je Fall (Veränderung)	Erfüllungsauf-wand jährlich (Veränderung)
23	§ 37a S. 2 Nr. 2	Überprüfung der Zweitsicherheit	150 Gebote	1 Stunden mD	9.275,01 €
24	§ 31 Abs. 4	Forderung und Prüfung eines Nachweises der Tauglichkeit der Bürgschaft	150 Gebote	0,08 Stunden gD	919,49 €
25	§ 55a	Erstattung der Erstsicherheit	450 Gebote	0,33 Stunden gD	11.033,91 €
26	§ 55a	Erstattung der Zweitsicherheit/ ggf. Ausstellung einer Restzuschlagshöhe	150 Gebote	0,5 Stunden mD	4.637,51 €
27	§ 55 Abs. 5	Forderungssicherung der Übertragungsnetzbetreiber bei der BNetzA (Korrespondenz, Zahlungsanforderung etc.)	150 Gebote	0,08 Stunden mD	772,92 €
28	§ 32 Abs. 2	Auskünfte über Daten der Zuschlagsentscheidungen	150 Gebote	0,25 Stunden mD	2.318,75 €
29	§ 38a	Ausstellung der Zahlungsberechtigung (Antragseingang, Prüfung, Ausstellung, Entwertung der Gebotsmengen)	150 Gebote	4 Stunden gD	44.135,65 €
30	§ 37d	Monitoring des Erlöschen der Zuschläge	150 Gebote	1 Stunden mD	9.275,01 €
32	§ 35a	Rückgabe der Zuschläge	150 Gebote	0,08 Stunden gD	919,49 €
33	§ 35 Abs. 1	Ergebnisveröffentlichung des Ausschreibungsverfahrens	3 Ausschreibungsrunden	80 Stunden hD	24.106,42 €

Die Änderungen an der Anlagenregisterverordnung ändern den Verwaltungsaufwand nur minimal.

– **Verwaltungsaufwand Biomasseanlagen:**

Der Verwaltungsaufwand, der mit den Geboten und den anschließenden Verfahren verbunden ist für Biomasseanlagen, beträgt in Summe 378.066 Euro und ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Regelung	Vorgabe	Fälle pro Jahr	Erfüllungsaufwand je Fall (Veränderung)	Erfüllungs-aufwand Jährlich (Veränderung)
1	§29	Ausschreibungsbekanntmachung im Internet deutsch	1 Ausschreibungsrunde	40 Stunden hD	4.017,74 €
2	§28 Abs. 1	Bestimmung des Ausschreibungsvolumens	1 Ausschreibungsrunde	24 Stunden hD	2.410,64 €
3	§ 30a Abs. 4	Anpassung der Formularvorlagen	1 Ausschreibungsrunde	240 Stunden hD	24.106,42 €
4	§ 39b i.V.m. §85 a	Ermittlung des Höchstgebotwertes	1x jährlich	240 Stunden hD	24.106,42 €
5	§ 32	Eingangsstempel & Bewahrung der Gebote	520 Gebote	0,25 Stunden mD	8.038,34 €
6	§ 9 Abs. 3	Registrierung der Gebote	520 Gebote	0,25 Stunden gD	9.562,72 €
7	§ 32 Abs 1 Satz 1	Gebotsprüfung auf Form und Frist	520 Gebote	0,75 Stunden mD	24.115,03 €
8	§ 33 Abs. 1 Satz 1	Gebotsprüfung nach Kriterien des §30, §30a, §§ 39 bis 39c	520 Gebote	2 Stunden gD	76.501,79 €
9	§ 33 Abs. 1 Satz 4	Gebotsprüfung auf Höchstpreis	520 Gebote	0,08 Stunden mD	2.679,45 €
10	§ 33 Abs. 1 Satz 3	Eingangsprüfung der fristgerechten Gebotsgebühr	520 Gebote	0,33 Stunden mD	10.717,79 €

	Regelung	Vorgabe	Fälle pro Jahr	Erfüllungsaufwand je Fall (Veränderung)	Erfüllungs-aufwand Jährlich (Veränderung)
11	§ 31 Abs. 1 i.V.m. § 39a	Überprüfung des Eingangs der Sicherheit	520 Gebote	0,5 Stunden mD	16.076,69 €
12	§ 33 Abs. 1 Satz 5	Gebotsprüfung auf Bedingungen oder Nebenabreden	520 Gebote	0,08 Stunden gD	3.187,57 €
13	§ 33 Abs. 2	Gebotsprüfung auf missbräuchliche Angaben von Standortflächen	520 Gebote	0,25 Stunden hD	13.057,64 €
14	§ 34	Prüfung auf Ausschluss von Bietern	520 Gebote	0,33 Stunden hD	17.410,19 €
15	§ 32 Abs. 1 Satz 2	Sortierung der Gebote in aufsteigender Reihenfolge	520 Gebote	0,08 Stunden hD	4.352,55 €
16	§ 32 Abs. 1	Ermittlung der Zuschlagsgrenze	520 Gebote	0,08 Stunden hD	4.352,55 €
17	§ 32 Abs. 1 Satz 2	Sortierung der gebotsgleichen Gebote in aufsteigender Höhe des Gebotsumfangs	520 Gebote	0,08 Stunden hD	4.352,55 €
18	§ 32 Abs. 1 Satz 2	Losentscheid für gleiche Gebote an der Zuschlagsgrenze	520 Gebote	0,08 Stunden hD	4.352,55 €
19	§ 32 Abs. 2	Zuschlagsregistrierung	520 Gebote	0,25 Stunden hD	13.057,64 €
20	§ 35 Abs. 3 und 4	Unterrichtung der zu- bzw. nicht zugeschlagenen Bieter	520 Gebote	1 Stunden gD	38.250,89 €
21	§ 31 Abs. 4	Forderung und Prüfung eines Nachweises der Tauglichkeit der Bürgschaft	520 Gebote	0,08 Stunden gD	3.187,57 €
22	§ 55a	Erstattung der Sicherheit/ ggf. Ausstellung einer Restzuschlagshöhe	520 Gebote	0,5 Stunden mD	16.076,69 €
23	§ 55 Abs. 7	Forderungssicherung der Übertragungsnetzbeteiber bei der BNetzA (Korrespondenz, Zahlungsanforderung etc.)	520 Gebote	0,08 Stunden mD	2.679,45 €
24	§ 32 Abs. 3 i.V.m. § 29 Abs. 1 VwVfG	Auskünfte über Daten der Zuschlagsentscheidungen	520 Gebote	0,25 Stunden mD	8.038,34 €
25	§ 39e	Monitoring des Erlöschen der Zuschläge	520 Gebote	1 Stunden mD	32.153,37 €
26	§ 85b	Einholung von Auskünften bei Genehmigungsbehörden	520 Gebote	0,08 Stunden gD	3.187,57 €
27	§ 35 Abs 1	Ergebnisveröffentlichung des Ausschreibungsverfahrens	1 Ausschreibungsrunde	80 Stunden hD	8.035,47 €

– **Voruntersuchung von Flächen und Ausschreibungen von Windenergieanlagen auf See:**

Bei BNetzA und BSH entsteht Mehrbedarf für die Voruntersuchung von Flächen. Sie beruht auf dem Flächenentwicklungsplan, dessen Erstellung ebenfalls diesen Behörden obliegt. Dabei wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die BNetzA alle Voruntersuchungen durch das BSH wahrnehmen lässt.

Grundsätzlich werden neben den erforderlichen personellen Ressourcen Finanzmittel für die Durchführung des Verfahrens der Flächenvoruntersuchung selbst benötigt: sowohl zur Durchführung von Untersuchungen als auch für die Beauftragung von Studien und Gutachten. Diese – insbesondere die Durchführung von Untersuchungen – sollen an Dritte vergeben werden.

Für die gegenständliche Schätzung wird davon ausgegangen, dass im Wesentlichen eine Vergabe sowohl der Durchführung als auch der Auswertung der notwendigen umweltfachlichen und geologischen Untersuchungen erfolgt. Beim BSH verblieben somit die Vergabe der Aufträge, deren fachliche Begleitung und Qualitätssicherung sowie die zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse für das Verfahren und das Zurverfügungstellen von Daten/Informationen an die Teilnehmer oder die federführende Stelle der Ausschreibung. In bestimmten Fällen ist hier ggf. die Hinzuziehung eines Sachverständigenbüros notwendig. Hinzu kommt ein weiterer Personalbedarf

zur organisatorischen Abwicklung, etwa im Bereich IT und Personal sowie für Leitungsfunktionen. Darüber hinaus wird das BSH mit seinen Schiffen Stichproben in den zu untersuchenden Flächen durchführen, um eine ausschreibungskonforme Untersuchung der betroffenen Gebiete sicherzustellen.

Daraus ergibt sich folgende Abschätzung des Personalbedarfs für die verschiedenen Arbeitsbereiche des BSH :

- Fachliche Vorbereitung der Ausschreibung von Untersuchungen und Gutachten, Begleitung der Datenerhebungen, Datenhaltung und Durchführung der abschließenden Prüfungen
  - Umwelt: 4 hD; Biologen/ Ökologen/ Bioinformatiker, Ozeanograph/Hydrograph
  - Geologie: 2 hD; Geologen, 2 hD Bauingenieur, 1 mD Geologietechniker
  - Datenmanagement und -pflege: 3 hD; Geo-/Informatiker/1 gD Geomatiker
  - Ermittlung und Festlegung der erforderlichen technischen Rahmenbedingungen der Voruntersuchung sowie weiterer Gutachten zur Bereitstellung in der Ausschreibung ggf. einschließlich fachlicher Zuarbeit bei der Präqualifikation zur Ausschreibung an die BNetzA: 2 hD; Ingenieur/ Wirtschaftswissensch./ Wirtsch.-Ing.
- Verfahrensführung, Bewertung der öffentlichen und privaten Belange,
  - Räumliche Bewertungen: 1 hD; Raumplaner
  - Juristische Verfahrensführung/ Bewertung: 3 hD; Juristen
  - Verfahrensorganisation (Beteiligung, Terminorganisation, Aktenführung): 2 mD, 1 gD
- Leitungsaufgaben: 3 hD
- Vergabeverfahren für die erforderlichen Untersuchungen und Gutachten, Erstellung und Gestaltung der Vertragsdokumente/etwaigen Datenankauf; rechtliche Verfahren: 2 hD, 3 gD
- Weitere Personalbedarfe im Bereich Z
  - Personalangelegenheiten, Abrechnung etc.: 1 gD; 1 mD
  - IT (Entwicklung, Administration, Technik): 2 gD; 1 mD]
  - Organisation: 1 gD; befristet

Zusätzlich zur Flächenvoruntersuchung sind nach den erfolgten Ausschreibungen die Planfeststellungsverfahren der bezuschlagten Projekte und der Vollzug der Windparks auf See zu begleiten. Dabei kann von folgenden zeitlichen Randbedingungen ausgegangen:

- 1-2 Jahre für Planfeststellungsverfahren,
- 2 bezuschlagte Windparks pro Jahr
- 3 Jahre für Vollzug (Freigaben, Bauüberwachung sowie abschließende Betriebsfreigaben)
- 20 Jahre Betrieb
- Anschließender Rückbau
- Über die Zeit relativ konstanter Bedarf für die Planfeststellung sowie den Bauvollzug.
- Noch einige Jahre aufwachsender Bedarf für Begleitung/Überwachung des Betriebs.
- Personalbedarf für Rückbau nur schwer abzuschätzen, es ist jedoch mit ggü. dem regulären Betrieb nochmals ansteigendem Aufwand seitens BSH zu rechnen.

Zudem ist ggf. mit Personalbedarf aufgrund möglicher Rechtsmittel zu rechnen. Im Sinn der Rechtssicherheit der Voruntersuchung und Ausschreibung ist eine ausreichende Ausstattung mit Juristen sowie Verwaltungspersonal erforderlich. Alternativ wäre eine Aufstockung der Sachmittel zur Beauftragung von externer Rechtsvertretung möglich.

Darüber hinaus ist die neue Aufgabe der Flächenvoruntersuchung in die bestehende Organisationsstruktur des BSH, hier der Abteilung Meereskunde, zu integrieren. Hierbei ist eine organisatorische Trennung von Planfeststellungsverfahren und Ausschreibung mit den damit verbundenen Aufgaben aus Gründen der Vermeidung von Interessenkonflikten und folglich die Gründung eines neuen Referates erforderlich. Damit ist ein entsprechender Personalbedarf für Leitungsfunktionen verbunden.

Der Personalbedarf des BSH insgesamt und die Kostenschätzung sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Personalkosten (nach PKS Bund 2014)	**Anzahl und Laufbahn**	**Wertigkeit**	**Kosten/Jahr in €**	**Bemerkung**
Fachlich				
Umwelt (Biologe, Ökologe, Bioinf., Ozeanograph)	4xhD	A14	252.456,00 €	
Geologie (2 Geologen,2 Bauing.)	4xhD	A14	252.456,00 €	
Geologie (1Geotechniker)	1xmD	E9a	42.097,00 €	
Datenmanagement (3 Geoinf.)	3xhD	A14	189.342,00 €	
Datenmanagement (1 Geomatiker)	1xgD	A11	49.113,00 €	
Technische Entwicklung (2 Wirtschafts-Ing.)	2xhD	A14	126.228,00 €	
Verfahrensführung (1 Raumplaner, 3 Juristen)	4xhD	A14	252.456,00 €	
Verfahrensbetreuung (Dipl. Verw.)	1xgD	A12	53.778,00 €	
Verfahrensbetreuung (VFA)	2xmD	E8	77.686,00 €	
Leitung neue Sachgebiete (1 Jurist, 1 Ing.)	2xhD	A14	126.228,00 €	
Leitung Referat	1xhD	A15	72.255,00 €	
Verwaltung				
Vergabe- und SE-Verfahren (Juristen)	2xhD	A14	189.342,00 €	
Beschaffung (Dipl.Verw.)	3xgD	A11	147.339,00 €	
Personal (Dipl. Verw.)	1xgD	A11	49.113,00 €	
Personal (VFA)	1xmD	E9a	42.097,00 €	
IT (Informatiker)	2xgD	A11	98.226,00 €	
IT(Techniker)	1mD	E9a	42.097,00 €	
Organisation (Dipl. Verw:)	1xgD	E11	54.634,00 €	befristet
gesamt	**22xhD**		1.334.535,00 €	
	9xgD		452.203,00 €	
	5xmD		203.977,00 €	
	35		**1.990.715,00 €**	

Die Sachkosten des BSH sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Sachkosten				
Fachliche Leistungen (werden ausgeschrieben)			**Kosten pro Jahr**	
UmweltU entsp. StUK Ökologie			5.500.000,00 €	
UmweltU entsp. StUK Ökologie (Fächerecholot- und Seitensichtsonar)			nn	
Baugrund: geophysikalische Untersuchungen			650.000,00 €	
Baugrund geotechnische Untersuchungen			10.000.000,00 €	
Baugrund (IT-Lizenzen)			250.000,00 €	
Risikostudie Schifffahrt			200.000,00 €	
Einsatzzeiten BSH Schiff (5Tage/Stichproben)			75.000,00 €	
Sachverständige			100.000,00 €	
Windgutachten			nn	
ggf. weitere Gutachten/Forschungsaufträge			nn	
gesamt			**16.775.000,00 €**	
Verwaltungskosten				
Buroräume (sofern Anmietung erforderlich)			130.000,00 €	
Büroausstattung (ohne IT)			50.000,00 €	einmalig
IT (Standardausstattung, Betrieb, Wartung, Datenman.)			146.000,00 €	
IT (Spezialsoftware, Lizenzen)			nn	
gesamt			**326.000,00 €**	

Bei der BNetzA entsteht Mehrbedarf für die Ausschreibungen bei Windenergieanlagen auf See. Dabei entsteht ein Personalbedarf von 3,2 Stellen, davon 2,8 zusätzliche Stellen im höheren Dienst und 0,4 zusätzliche Stellen im gehobenen Dienst. Der entsprechende Erfüllungsaufwand für diese beiden Stellen beträgt rd. 466.000 Euro. Die Personal- und Sachkosten wurden auf Grundlage des BMF-Rundschreibens II A 3 – H 1012-10/07/0001:011

vom 19.05.2015 berechnet. Dabei sind Positionen zur Versorgung, Personalnebenkosten sowie Sacheinzelkosten zzgl. Gemeinkostenzuschläge enthalten.

Die Ermittlung des Erfüllungsaufwands basiert auf der Annahme von durchschnittlich 25 Geboten je Ausschreibung.

Umfang und Ausprägung der Aufgaben aus dem WindSeeG übersteigen insgesamt den Erfüllungsaufwand aus der bisherigen Zuweisung von Anbindungskapazität nach dem EnWG, die künftig entfällt. Von dem o. g. Personalmehrbedarf von 2,8 Personaleinheiten im höheren Dienst ist bereits wegfallender Erfüllungsaufwand in Abzug gebracht.

Der Erfüllungsaufwand ergibt sich aus den folgenden Aufgaben und Tätigkeiten der BNetzA:

– regelmäßiger Informationsaustausch mit Offshore-Windpark-Betreibern durchführen,
– Voruntersuchungen durchführen: Zusammenarbeit mit BSH zur Voruntersuchung (Verwaltungsvereinbarungen treffen, Konzept für Vergebührung erarbeiten, Daten und Begründungen von BSH für Gebührenerhebung entgegennehmen, Gebührenbescheide für Voruntersuchung erstellen und Rechtsstreitigkeiten zur Voruntersuchung bearbeiten, einschließlich Auswertung und Zuarbeit für Justiziariat),
– formale Festlegung zu Formatvorgaben für Ausschreibung erstellen,
– Gebotstermin vorbereiten (Formulare erstellen, Ausschreibungsparameter festlegen),
– ggf. formale Festlegung zu angepasstem Höchstwert treffen,
– Internetseite pflegen,
– Gebote entgegennehmen, öffnen und prüfen, Gebote ausschließen und Zuschläge erteilen,
– Gebühren- und Sicherheitsleistungen abwickeln (Entgegennehmern, Bürgschaften prüfen, Sicherheitsleistungen erstatten),
– Bieter über das Ergebnis der Versteigerung benachrichtigen,
– Bericht erstellen über die Versteigerung,
– Rechtsstreitigkeiten bearbeiten (Entgegennahme, Auswertung, Zuarbeit Justiziariat),
– Informationsaustausch z. B. mit BMWi,
– Pönalen festlegen und durchsetzen sowie
– Eigenschaften von Prototypen feststellen.

Die genannten Kosten von BSH und BNetzA sollen durch die Erhebung von Gebühren gegenfinanziert werden; zu diesem Zweck enthält § 76 WindSeeG einen Verweis auf die EEG 2016 entsprechende Verordnungsermächtigung im Bundesgebührengesetz.

Außerdem erhöht sich insgesamt für die Ausschreibung bei allen drei Technologien der Aufwand beim BMWi für die Ausübung der Fachaufsicht über BNetzA und BSH; hierfür ist zusätzliches Personal in Höhe von 3 Personen im höheren Dienst (A 15) erforderlich.

– Erfüllungsaufwand für die regionale Grünstromkennzeichnung

Kosten für den Bundeshaushalt entstehen in Form von Personal- und Sachkosten durch die einmalige Einrichtung und die laufende Führung des Registers für Regionalnachweise:

– Für die Einrichtung des Regionalnachweisregisters, vor allem die Erstellung der erforderlichen Software, werden beim Umweltbundesamt einmalig Sachkosten in Höhe von etwa 100 000 Euro entstehen.
– Für die Führung des Regionalnachweisregisters werden beim Umweltbundesamt Kosten für den Vollzugsaufwand und damit verbunden Personalkosten in Höhe von etwa 450 000 Euro für vier Planstellen (2 gehobener Dienst, 2 mittlerer Dienst) pro Jahr entstehen. Zudem werden Sachkosten für die Pflege und Wartung der Hard- und Software in Höhe von 15 000 Euro pro Jahr entstehen.

Die Kosten werden über Gebühreneinnahmen refinanziert.

– Erfüllungsaufwand im Übrigen

Die Änderung der Formulierung zum Monitoringbericht nach § 63 EnWG mindert den Erfüllungsaufwand geringfügig. Die Berichterstattung über die Entwicklung des Kraftwerksparks wird etwas vereinfacht, in der Folge verringert sich der Verwaltungsaufwand um rund 8 Stunden pro Jahr, das entspricht Kosten von gut 400 Euro.

Weiterer Erfüllungsaufwand kann entstehen durch die Möglichkeiten zur Nutzung zuschaltbarer Lasten aufgrund des neuen § 13 Absatz 6a EnWG ("Nutzen statt abregeln"). Die Höhe des Erfüllungsaufwands kann sich nach ersten, vorläufigen Abschätzungen auf eine Größenordnung von 50 bis 100 Mio. Euro für 1 GW Leistung zuschaltbarer Lasten belaufen; er wird jedoch von der BNetzA im weiteren Verlauf näher berechnet und bei Bedarf an den Normenkontrollrat zur Bewertung vorgelegt.

Die Bürokratiebremse wird eingehalten. Soweit dieses Gesetz Ausschreibungen für erneuerbare Energien einführt, entspricht dies den Vorgaben der Europäischen Union. Der Entwurf geht hierbei zwar über das EU-Recht insoweit hinaus, als dass er auch Ausschreibungen für Anlagen unterhalb einer Leistung von 1 MW einführt. Hierdurch entsteht jedoch kein messbarer zusätzlicher Erfüllungsaufwand. Ein zusätzlicher Erfüllungsaufwand, der nicht durch EU-Recht vorgegeben ist, entsteht hingegen bei den neu eingeführten Regionalnachweisen.

6. Weitere Kosten

Unmittelbare Auswirkungen auf die Einzelpreise, das allgemeine Preisniveau oder das Verbraucherpreisniveau sind nicht zu erwarten.

Denkbar wären mittelbare Auswirkungen über die EEG-Umlage. Im Ergebnis ist jedoch nicht mit einer Erhöhung der EEG-Umlage durch dieses Gesetz gegenüber dem EEG 2014 zu rechnen: Erstens dient die Einführung der Ausschreibungen auch der Kosteneffizienz und soll mögliche Überförderungen durch die wettbewerbliche Preisermittlung verhindern. Bereits die ersten Ergebnisse der Pilot-Ausschreibung für Freiflächenanlagen zeigen, dass die Ausschreibungen nicht zu Kostensteigerungen führen; tatsächlich konnte der Zuschlagswert sogar deutlich, d.h. um mehr als 1 Cent/kWh, gesenkt werden. Außerdem werden Höchstwerte in der Größenordnung der bisherigen Vergütungssätze eingeführt, um Kostensteigerungen in Fällen eines Marktversagens zu verhindern. Zweitens dient die Einführung der Ausschreibungen auch einer verbesserten Mengensteuerung. Überschießende Ausbauraten, die sich kostenerhöhend auf die EEG-Umlage auswirken könnten, werden dadurch effektiv ausgeschlossen.

Im Vergleich zum EEG 2014 führt die Einhaltung des Ausbaukorridors zu erheblichen Einsparungen. Zwar liegt die Ausschreibungsmenge von Biomasse mit 150 MW brutto (in den Jahren 2020 bis 2022: 200 MW brutto) über dem bisherigen Zubau von 100 MW brutto, womit eine zusätzliche Belastung der EEG-Umlage in Höhe von 0,1 bis 0,15 Cent/kWh einhergeht. Jedoch beträgt die korridorkonforme Ausschreibungsmenge von Windenergie an Land mit anfänglichen 2800 MW brutto weniger als der bisherige Ausbaupfad von jährlich 2500 MW netto. Dadurch kann die EEG-Umlage gegenüber dem EEG 2014 spürbar um 0,4 bis 0,5 Cent/kWh und damit auch unterm Strich entlastet werden.

7. Weitere Gesetzesfolgen

Gleichstellungspolitische Auswirkungen oder Auswirkungen auf den demografischen Wandel sind durch dieses Gesetz nicht zu erwarten.

VII. Befristung; Evaluation

Eine Befristung des Gesetzes ist geprüft und abgelehnt worden, da eine Befristung des Gesetzes mit den in § 1 Absatz 2 EEG 2016 vorgesehenen langfristigen Zielen nicht vereinbar wäre: Es ist Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen. Die unbefristete Geltung der Regelungen des EEG 2016 garantiert die hierfür erforderliche Investitionssicherheit und schafft die Voraussetzungen für die vorgesehene langfristige Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung.

Eine periodische Evaluierung des Gesetzes ist vorgesehen. Der alle vier Jahre zu erstellende Erfahrungsbericht (§ 97 EEG 2016) stellt sicher, dass das Gesetz und die mit ihm verfolgten Ziele regelmäßig evaluiert werden.

Damit schafft das umfassende Evaluationssystem die Grundlage dafür, verbleibenden Anpassungs- und Änderungsbedarf im EEG schrittweise umzusetzen und dadurch Brüche im Ausbau der erneuerbaren Energien zu vermeiden. Gleichzeitig sorgt die wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie dafür, dass der Anpassungsbedarf abnimmt, da sich Veränderungen bei Kosten der einzelnen erneuerbaren Energieträger bereits in den Ausschreibungsergebnissen niederschlagen.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1

Die Kurzbezeichnung wird angepasst, um bei Zitaten des Gesetzes sofort zu erkennen, auf welche Fassung des Gesetzes sich der jeweilige Verweis bezieht. Das EEG ist in den letzten Jahren häufig geändert worden. Für Bestandsanlagen gilt meistens die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage geltende Fassung weiter. Aus diesem Grund wird im Rechtsalltag bereits seit mehreren Jahren beim Zitat auch die Jahreszahl des Inkrafttretens der Novelle genannt. Diese von vielen Rechtsanwendern geübte Praxis wird mit der geänderten Kurzbezeichnung rechtlich verankert.

Zu Nummer 2

Mit den Buchstaben a bis k wird jeweils das Inhaltsverzeichnis an die Änderungen des Gesetzestextes angepasst; es handelt sich somit bei allen Buchstaben um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Nummer 3

Mit Nummer 3 werden die §§ 1 bis 7 EEG 2016 neu gefasst.

Zu § 1 EEG 2016

§ 1 EEG 2016 wird neu gefasst. Absatz 1 bleibt dabei gegenüber dem EEG 2014 sprachlich und inhaltlich unverändert. Absatz 2 wird neu gefasst, ohne dass die quantitativen Ausbauziele für die Jahre 2025, 2035 und 2050 geändert werden. Neu aufgenommen wird lediglich der Zusatz, dass bei den Ausbauzielen auch die für den Abtransport des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten berücksichtigt werden. Dies entspricht dem allgemeinen Ziel der Novelle des EEG, bei dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien stärker auch die bestehenden Netzengpässe in den Blick zu nehmen. Insofern wird auf den Allgemeinen Teil der Begründung verwiesen. Absatz 3 wiederum ist inhaltlich unverändert gegenüber dem EEG 2014 und lediglich redaktionell angepasst.

Zu § 2 EEG 2016

Die Grundsätze des § 2 werden mit den Änderungen dieses Gesetzes aktualisiert und zugleich gestrafft: Mit der Umstellung auf Ausschreibungen durch das EEG 2016 sind die bisherigen Grundsätze nicht mehr in derselben Ausführlichkeit erforderlich wie in der Vergangenheit.

Zu § 3 EEG 2016

Nummer 1 definiert den Begriff der Anlage. Lediglich für Photovoltaikanlagen wird das Modul als Anlage neu definiert. Bis zur Entscheidung des Bundesgerichtshofs vom 4. November 2015 (BGH VIII ZR 244/14) war herrschende Meinung in der Literatur und Rechtsprechung, dass ein Photovoltaikmodul eine Anlage im Sinn des § 5 Nummer 1 EEG 2014 und auch im Sinn des § 3 Nummer 1 EEG 2012 war. Auf dieser Grundlage wurden auch weitere Regelungen zur Anlagenzusammenfassung, zur Anlagenerweiterung und zum Austausch von Anlagen bei Diebstahl oder technischen Defekten ins EEG aufgenommen. Die Umsetzung dieser Regelungen basiert auf der Auslegung, dass ein Photovoltaikmodul eine Anlage im Sinn des EEG ist. Der Bundesgerichtshof hat in seinem Urteil vom 4. November 2015 jedoch entschieden, dass ein weiter Anlagenbegriff dem EEG seit dem EEG 2009 zu Grunde liege. Da sich die bisherige Praxis bei der Anlagenerweiterung, der Anlagenzusammenfassung oder beim Austausch von Photovoltaikmodulen aufgrund von Diebstahl oder bei technischen Defekten bewährt hat, sollen diese Regelungen unverändert bleiben und durch § 3 Nummer 1 EEG 2016 klargestellt werden, dass künftig bei Photovoltaikanlagen der enge Anlagenbegriff gilt, also dass das einzelne Modul eine Solaranlage ist.

Die Nummer 2 ist gegenüber § 5 Nummer 2 EEG 2014 unverändert.

Die Nummer 3 definiert den Begriff „anzulegender Wert“. Der Begriff des anzulegenden Werts ist schon seit dem EEG 2012 maßgebend, wird aber nunmehr erstmals definiert. Der anzulegende Wert ist die Grundlage, um die Höhe des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 zu bestimmen. Je nach Anlage wird der anzulegende Wert wettbewerblich durch Ausschreibung ermittelt oder im EEG 2016 gesetzlich bestimmt.

Bei dem anzulegenden Wert handelt es sich lediglich um einen Rechenwert. Die Methode, mit der aus diesem Rechenwert der Zahlungsanspruch ermittelt wird, ist in § 23 EEG 2016 geregelt. Ist der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt, ist er den §§ 40 ff. EEG 2016 zu entnehmen. Soweit der anzulegende Wert durch Ausschreibungen bestimmt wird, regeln die §§ 28 ff. EEG 2016 das Verfahren. Mit Hilfe der §§ 19 ff. und §§ 51 ff. EEG 2016 wird aus den anzulegenden Werten die konkrete Marktprämie oder Einspeisevergütung berechnet.

Nummer 4 definiert den Begriff der Ausschreibung. Die Definition wird gegenüber dem EEG 2014 leicht geändert. Die Anpassung erfolgt, um klarzustellen, dass nicht nur die Höhe der Zahlung nach § 19 EEG 2016, sondern auch die Anspruchsberechtigten mit der Ausschreibung bestimmt werden.

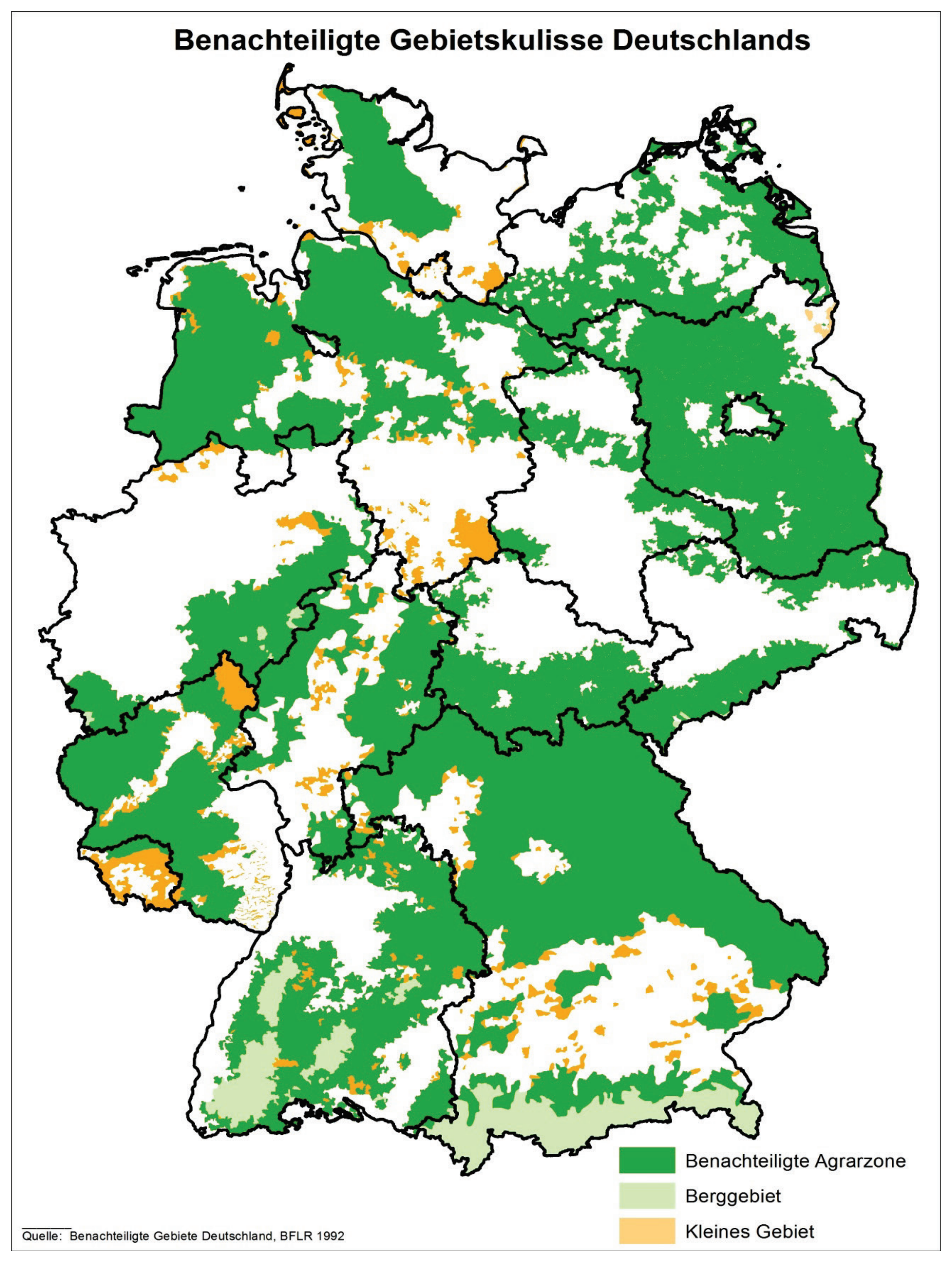
Nummer 5 enthält eine Begriffsdefinition für den Begriff Ausschreibungsvolumen. Das Ausschreibungsvolumen ist die Summe der installierten Leistung, für die zu einem Gebotstermin die Zahlung nach § 19 EEG 2016 ausgeschrieben wird. Die Höhe des Ausschreibungsvolumens wird nach § 28 EEG 2016 bestimmt. Die Definition entspringt inhaltlich unverändert § 2 Nummer 1 FFAV.

Nummer 6 entspricht inhaltlich unverändert § 5 Nummer 4 EEG 2014. Die Vorschrift wurde rein sprachlich geändert.

In Nummer 7 wird der Begriff des benachteiligten Gebiets definiert. Die Definition entspricht inhaltlich unverändert der Definition in § 2 Nummer 2 FFAV. Benachteiligte Gebiete sind Gebiete nach der Richtlinie 86/465/EWG des Rates vom 14. Juli 1986 betreffend das Gemeinschaftsverzeichnis der benachteiligten landwirtschaftlichen Gebiete im Sinn der Richtlinie 75/268/EWG (ABl. (EG) Nr. L 273, S. 1), in der Fassung der Entscheidung der Kommission 97/172/EG vom 10. Februar 1997 (ABl. (EG) Nr. L 72, S. 1). Der Begriff bildet im EU-Landwirtschaftsrecht die Grundlage für „Zahlungen wegen naturbedingter Benachteiligungen in Berggebieten und in anderen benachteiligten Gebieten zur dauerhaften Nutzung landwirtschaftlicher Flächen und damit zur Erhaltung des ländlichen Lebensraums sowie zur Erhaltung und Förderung von nachhaltigen Bewirtschaftungsformen“. Darunter fallen Berggebiete und Gebiete, in denen die Aufgabe der Landnutzung droht und der ländliche Lebensraum erhalten werden muss. Diese Gebiete vereinen folgende Nachteile:

– schwach ertragfähige landwirtschaftliche Flächen,
– als Folge geringer natürlicher Ertragfähigkeit deutlich unterdurchschnittliche Produktionsergebnisse und
– eine geringe oder abnehmende Bevölkerungsdichte, wobei die Bevölkerung überwiegend auf die Landwirtschaft angewiesen ist.

Die nachfolgende Grafik zeigt die derzeit in Deutschland festgelegten benachteiligten Gebiete:



Für die Zwecke dieses Gesetzes wird auf die benachteiligten Gebiete verwiesen, wie sie festgelegt waren als die FFAV erlassen wurde. Die Bundesregierung kann eine Änderung der Richtlinie durch Gesetzesänderung nachvollziehen. Im Interesse der Planungssicherheit handelt es sich daher bei der Inbezugnahme der benachteiligten Gebiete um einen statischen Verweis, so dass die derzeitigen Planungen von Projektierern und Anlagenbetreibern nicht durch die entsprechenden Überlegungen auf europäischer Ebene beeinträchtigt werden.

Nummer 8 definiert den Begriff des bezuschlagten Gebots. Der Begriff entspricht der Definition in § 2 Nummer 3 FFAV. Ein bezuschlagtes Gebot ist ein Gebot, das nach § 32 EEG 2016 einen Zuschlag erhalten hat und für das der Bieter im Fall einer Solaranlage fristgemäß die Zweitsicherheit bei der BNetzA hinterlegt hat.

Die Nummern 9 bis 11 (Bilanzkreis, Bilanzkreisvertrag, Biogas) entsprechen unverändert § 5 Nummer 5 bis 7 EEG 2014.

Die Nummer 12 definiert den Begriff der Biomasseanlage und ersetzt damit den Begriff der Anlage zur Erzeugung von Strom aus Biomasse. Die Definition dient vor allem der sprachlichen Vereinfachung des Gesetzes.

Nummer 13 definiert den Begriff Biomethan. Er ist gegenüber der Begriffsdefinition in § 5 Nummer 8 EEG 2014 unverändert.

Nummer 14 definiert den Brutto-Zubau. Die Definition entspricht der Regelung in § 26 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2014.

Nummer 15 definiert den Begriff der Bürgerenergiegesellschaft. An diesen Begriff knüpft § 36g EEG 2016 besondere erleichterte Bedingungen für die Teilnahme an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land. Der Ausbau der Windenergie an Land ist in den vergangenen Jahren häufig auf das große Engagement von lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften zurückzuführen. Sie haben in der Vergangenheit häufig wesentlich dazu beigetragen, dass vor Ort die notwendige Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie vorhanden war. Ohne diese Akzeptanz vor Ort ist der weitere Ausbau der Windenergie an Land und damit auch die Ausbauziele für erneuerbare Energien insgesamt gefährdet. Vor diesem Hintergrund sollen diese Akteure die Möglichkeit erhalten, unter erleichterten Bedingungen an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land teilzunehmen. Diese Sonderregelungen sollen nur auf die tatsächlich schutzbedürftigen lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften beschränkt werden, um negative Auswirkungen auf die Zielerreichung zu verhindern. Die Definition beschränkt den Begriff der Bürgerenergiegesellschaften daher auf Gesellschaften (unter diesen Oberbegriff fallen auch Genossenschaften), die aus mindestens zehn stimmberechtigten natürlichen Personen bestehen und mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen, die seit mindestens einem Jahr in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis nach §§ 17, 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetz als Wohnsitz und, sofern die natürlichen Personen mehrere Wohnsitze haben, als Hauptwohnsitz gemeldet worden sind, liegen. Darüber hinaus sollen die Stimmrechte breit verteilt werden und es soll möglichst keine Konzentration von Stimmrechten in der Hand von wenigen großen Akteuren geben; daher darf kein Gesellschafter bzw. Mitglied mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft halten. Bei einem Zusammenschluss von mehreren juristischen Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft (z. B. einer Dachgenossenschaft) müssen alle Mitglieder der neuen Gesellschaft (im Beispiel die einzelnen Genossenschaften, die sich zu einer Dachgenossenschaft zusammengeschlossen haben) die Anforderungen nach Buchstabe a bis c einhalten, damit die neue Gesellschaft ihrerseits als Bürgerenergiegesellschaft anzusehen ist. Durch diese Definition werden Möglichkeiten zum Missbrauch oder zur Umgehung dieser Regelungen minimiert und der administrative Aufwand begrenzt. Zugleich wird sichergestellt, dass nur lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften die Möglichkeit erhalten, unter erleichterten Bedingungen an der Ausschreibung teilzunehmen.

Die Nummern 16 bis 21 (Direktvermarktung, Direktvermarktungsunternehmer, Energie- oder Umweltmanagementsystem, Eigenversorgung, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, erneuerbare Energien) entsprechen unverändert § 5 Nummer 9 bis 14 EEG 2014. Auf den bisher in § 5 Nummer 15 EEG 2014 definierten Begriff der finanziellen Förderung wird zukünftig verzichtet. Er entspricht nicht dem Charakter des Gesetzes, das Leistungspflichten zwischen Privatpersonen und Unternehmen regelt, während der Begriff der Förderung im allgemeinen Sprachgebrauch mit einer staatlichen Subvention gleichgesetzt wird. Der Begriff wird im Gesetzestext jeweils durch einen Verweis auf die Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 ersetzt, soweit die Marktprämie oder die Einspeisevergütung gemeint ist, und durch einen Verweis auf den Anspruch auf Zahlung nach § 50 EEG 2016, soweit Zahlungen für die installierte Leistung gemeint sind.

Die Begriffe Freiflächenanlage und Gebäude in den Nummern 22 und 23 entsprechen inhaltlich unverändert § 5 Nummer 16 und 17 EEG 2014.

Nummer 24 definiert den Begriff der Gebotsmenge. Die Definition ist inhaltsgleich mit der Definition in § 2 Nummer 6 FFAV. Gebotsmenge ist die installiere Leistung in kW, für die der Bieter ein Gebot abgegeben hat. Mit der Gebotsmenge bestimmt der Bieter den Umfang seines Gebots.

Nummer 25 definiert den Begriff des Gebotstermins. Die Definition ist inhaltsgleich mit der Definition in § 2 Nummer 7 FFAV. Der Gebotstermin ist der letzte Kalendertag, an dem Gebote für eine Ausschreibungsrunde wirksam abgegeben werden können. Gebote, die nach Ablauf des Gebotstermins abgegeben werden, werden in dieser Ausschreibungsrunde nicht mehr zum Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2016 zugelassen.

Nummer 26 definiert den Begriff des Gebotswerts. Die Definition ist inhaltsgleich mit der Definition in § 2 Nummer 8 FFAV. Gebotswert ist der anzulegende Wert, den der Bieter in seinem Gebot angegeben hat. Dieser anzulegende Wert bildet die Grundlage für die Berechnung der Höhe des Anspruchs nach den §§ 19 ff. EEG 2016.

Die Nummern 27 bis 36 (Definitionen der Begriffe Generator, Gülle, Herkunftsnachweis, Inbetriebnahme, installierte Leistung, KWK-Anlage, Letztverbraucher, Monatsmarktwert, Netz und Netzbetreiber) entsprechen inhaltlich unverändert § 5 Nummer 18 bis 27 EEG 2014.

Nummer 37 definiert den Begriff Prototyp bei Windenergieanlagen an Land. Der Begriff weicht von der bisher in der SDLWindV verwendeten Definition des Begriffs Prototyp ab. Die hier vorgenommene Definition gilt für das EEG 2016. Im Rahmen der Anwendung der SDLWindV ist die dort vorgesehene Definition spezieller.

Die Definition des Prototyps bildet die Grundlage für die Ausnahme von dem Erfordernis, an der Ausschreibung teilzunehmen. § 22 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2016 regelt hierzu Weiteres. Mit der Regelung soll die Entwicklung neuer Anlagen erleichtert und so der Forschungs- und Entwicklungsstandort Deutschland unterstützt werden.

Windenergieanlagen an Land werden regelmäßig weiterentwickelt. Prototypen sind dabei Anlagen mit wesentlichen technischen Weiterentwicklungen oder Neuerungen, insbesondere bei der Generatorleistung, dem Rotordurchmesser, der Nabenhöhe, dem Turmtypen oder der Gründungsstruktur. Dabei wird häufig dann eine Zertifizierung erforderlich, wenn sich der Rotordurchmesser deutlich erhöht, sich die Umdrehungsgeschwindigkeit deutlich verändert, sich Sicherheitsanforderungen verändern, das Rotorblattdesign wesentliche Änderungen erfährt, sich die Leistung in besonderem Maße verändert oder Maßnahmen zur Änderung der Leistungskennlinie umgesetzt wurden. Anlagen, bei denen solche Änderungen vorgenommen wurden, werden als Prototyp umfassend getestet. In der Regel werden alle weiteren erforderlichen Testierungen im laufenden Betrieb durchgeführt, wie die Zertifizierung der Leistungskurve oder die Typenprüfung nach der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt). Ein Prototyp kann insofern bei Inbetriebnahme noch keine Anlagen- oder Komponentenzertifizierung oder Typenprüfung (nach der Richtlinie des DIBt) vorlegen. Erst im Rahmen des Baus und des Betriebs einer Prototypenanlage werden die Vermessungen durchgeführt und Nachweise erbracht, die als Basis für eine Anlagen- oder Komponentenzertifizierung und Typenprüfung dienen.

Die Regelung gilt nicht für Typenprüfungen bzw. Zertifizierungen, die grundsätzlich auch ohne Inbetriebnahme einer Anlage erstellt werden können. Es reicht aus, wenn eine bestehende Typenprüfung aufgrund der technischen Neuerung geändert werden muss und die Inbetriebnahme der Anlagen hierfür erforderlich ist.

Nummer 38 definiert den Begriff „Regionalnachweis". Der Begriff wird aufgrund der Einführung der regionalen Grünstromkennzeichnung nach § 79a EEG 2016 neu aufgenommen. Ein Regionalnachweis ist ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes gegenüber einem Letztverbraucher die regionale Herkunft eines bestimmten Anteils oder einer bestimmten Menge des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien nachzuweisen.

Nummer 39 definiert den Begriff „Register". Dieser Begriff fungiert als Oberbegriff für das schon bestehende Anlagenregister (§ 6 Absatz 2 Satz 2 EEG 2016, Anlagenregisterverordnung) und das noch zu errichtende Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Das Anlagenregister soll mit der Errichtung des Marktstammdatenregisters in dieses überführt werden. Die Funktionen des Anlagenregisters gehen damit auf das Marktstammdatenregister über, und auch die Bezüge im EEG auf das Anlagenregister müssen damit in Zukunft angepasst werden. Auch diesem Zweck dient die Einführung des Oberbegriffs.

Der Begriff Schienenbahn in Nummer 40 entspricht unverändert § 5 Nummer 28 EEG 2014.

Nummer 41 definiert den Begriff „Solaranlage" und ersetzt damit den bisher im EEG verwendeten Begriff der „Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie". Die Begriffsdefinition dient vor allem der sprachlichen Vereinfachung des EEG 2016.

Die Nummern 42 bis 44 (Definitionen der Begriffe Speichergas, Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung, Übertragungsnetzbetreiber) entsprechen inhaltlich unverändert § 5 Nummer 29 bis 31 EEG 2014.

Der Begriff „Umwandlung“ in Nummer 45 wird dem Wortlaut des § 67 EEG 2014 angepasst. Die bisherige Definition des Begriffs war zu eng, indem auf die Übertragung sämtlicher Wirtschaftsgüter eines Unternehmens oder selbständigen Unternehmensteils abgestellt wurde. Unternehmenskäufe im Wege der Singularsukzession und insbesondere die Übertragung von Vermögensgegenständen aus einer Insolvenz sind häufige Praxisfälle. Oftmals gehen dabei nicht sämtliche Wirtschaftsgüter eines Unternehmens über. Dies soll aber nicht die Möglichkeit zur Umwandlung und Übertragung einer Begrenzung hindern. Daher ist der Begriff der Umwandlung weiter zu fassen. Maßgeblich ist bei Übertragung im Wege der Singularsukzession, dass die Substanz des ursprünglich begünstigten Unternehmens im Wesentlichen unverändert fortbesteht. Dabei ist unschädlich, wenn einzelne Wirtschaftsgüter von der Übertragung nicht erfasst sind, soweit die wirtschaftliche und organisatorische Einheit des Unternehmens im Übrigen nahezu vollständig erhalten bleibt. Der nahezu vollständige Erhalt der wirtschaftlichen und organisatorischen Einheit ist deckungsgleich mit dem bisherigen Verständnis des § 67 EEG 2014. Maßgebend für den nahezu vollständigen Erhalt der wirtschaftlichen und organisatorischen Einheit ist in erster Linie der Vergleich des Sachanlagevermögens und der Anzahl der Mitarbeiter zum Tag vor und nach der Umwandlung. Eine geringfügige Abweichung dieser Vergleichswerte steht der Umwandlung nicht entgegen.

Der Begriff „Umweltgutachter“ in Nummer 46 entspricht unverändert § 5 Nummer 33 EEG 2014.

Nummer 47 passt den bisher in § 5 Nummer 34 EEG 2014 enthaltenen Begriff „Unternehmen“ so an, dass er künftig auch Einzelkaufleute erfasst. Die Erfahrungen mit dem ersten Antragsverfahren nach dem EEG 2014 haben gezeigt, dass es durchaus Einzelkaufleute gibt, die Anträge in der Besonderen Ausgleichsregelung stellen. Durch die bisherige ausschließliche Nennung von „rechtsfähigen Personenvereinigungen oder juristischen Personen“ ergab sich eine Abgrenzung der Antragssteller nach Organisationsform, die sich letztlich nicht als zielführend erwiesen hat. Der Oberbegriff „Rechtsträger“ beinhaltet natürliche oder juristische Personen ebenso wie rechtsfähige Personenvereinigungen (etwa kommunale Eigenbetriebe und Gesellschaftsformen, denen Rechtsfähigkeit zugesprochen wird, ohne dass man ihnen den Status einer juristischen Person zubilligt). Um den natürlichen Personen, insbesondere den Einzelkaufleuten, eine Antragstellung bereits seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 zu ermöglichen, sieht der neue § 103 Absatz 5 EEG 2016 eine Antragsfrist für die Begrenzungsjahre seit 2015 vor.

Im Übrigen gilt weiterhin, dass als Unternehmen die kleinste wirtschaftlich, finanziell und rechtlich selbständige Einheit, die unter einheitlicher und selbständiger Führung steht, zu verstehen ist. Im Bereich von Konzernen ist daher – wie schon bisher – auf die jeweils einzelne Konzerngesellschaft und nicht auf die Konzerne oder Muttergesellschaften in ihrer Gesamtheit abzustellen. Voraussetzung bleibt außerdem weiterhin der Betrieb eines Gewerbes, so dass etwa Freiberufler oder andere natürliche Personen, die kein Gewerbe betreiben, nicht erfasst sind. Nach wie vor ist entscheidend für das Vorliegen eines Unternehmens das Gesamtbild der Verhältnisse. Es hat eine Gesamtwürdigung des Einzelfalles zu erfolgen. Darüber hinaus gilt die Begründung zu § 3 Nummer 4a EEG 2012 bezüglich der Voraussetzung eines Gewerbebetriebs unverändert weiter. So muss insbesondere der einzelne Gewerbebetrieb am allgemeinen Wirtschaftsleben teilnehmen und sich durch eine organisatorische, finanzielle, sachliche und wirtschaftliche Verflechtung auszeichnen.

Die Definition der Windenergieanlage an Land in Nummer 48 entspricht inhaltlich unverändert § 5 Nummer 35 EEG 2014.

Der Begriff Windenergieanlage auf See in Nummer 49 verweist zukünftig auf das Windenergie-auf-See-Gesetz, um zu verhindern, dass die Begrifflichkeiten in beiden Gesetzen auseinander fallen. Eine inhaltliche Veränderung ist damit nicht verbunden.

Der Begriff Wohngebäude in Nummer 50 entspricht inhaltlich unverändert § 5 Nummer 37 EEG 2014.

Nummer 51 definiert den Begriff des Zuschlagswerts. Er ist der anzulegende Wert, auf den ein Gebot abgegeben wurde, soweit sich aus den folgenden Bestimmungen nichts anderes ergibt. Damit wird zunächst eine statische („Sealed-bid“) Ausschreibung mit der so genannten „Pay-as-bid-Preisregel“ gewählt. Das bedeutet, dass die bezuschlagten Bieter eine Zahlung in der Höhe ihres Gebots erhalten, d. h. es wird gezahlt, was geboten wurde. Der Ansatz ist leicht nachzuvollziehen, wird von den Ausschreibungsteilnehmern wie auch der Öffentlichkeit meist als „fair“ empfunden und genießt somit hohe Akzeptanz. Allerdings führt diese Preisregel zu unterschiedlichen Zuschlagspreisen und daher zu unterschiedlichen anzulegenden Werten, was zu erhöhten Transaktionskosten für die Stelle führt, die die Ansprüche auszahlt (d. h. im konkreten Fall die Netzbetreiber). Ferner setzt diese Preisregel einen Anreiz, Gebote abzugeben, die über den wahren Kosten eines Bieters liegen, wobei in die Kalkulation

dieser „Übertreibung“ durch einen Bieter seine Einschätzung des Wettbewerbsniveaus eingeht. Dies kann zu einer ineffizienten Allokation führen.

Alternativ wäre eine Einheitspreisregel („Uniform-pricing“ oder „Pay-as-cleared“) möglich. Wie auch in dem gewählten pay-as-bid-Verfahren würden die Gebote mit den niedrigsten Vergütungssätzen bezuschlagt, bis das ausgeschriebene Volumen gedeckt ist. Dann werden jedoch alle bezuschlagten Gebote mit demselben Preis vergütet. Unter bestimmten Umständen ist die Einheitspreisausschreibung anreizkompatibel: Das bedeutet, dass die Bieter einen Anreiz haben, ihre tatsächlichen Stromgestehungskosten zu bieten. Für Bieter mit mehreren Projekten besteht aber in Einheitspreisverfahren grundsätzlich der Anreiz, Gebote zu Gunsten eines hohen einheitlichen Zuschlagspreises zu übertreiben, damit ihre bezuschlagten Gebote von dem höheren Einheitspreis profitieren.

Bei Ausschreibungen für erneuerbare Energien ist der Anteil der Mehrprojektbieter hoch. Gleichzeitig ist das Wettbewerbsniveau unbekannt. Da das pay-as-bid-Verfahren auf strategisches Verhalten robuster reagiert, wird zunächst dieses gewählt. Bei Solaranlagen kommt die Kontingentierung für Gebote in benachteiligten Gebieten hinzu, die mit dem Pay-as-bid-Verfahren ebenfalls besser vereinbar ist. Insgesamt ist derzeit dieses Verfahren vorzugswürdig.

In einigen Fällen entspricht der Gebotswert trotz Einheitspreisregel nicht dem anzulegenden Wert:

– Bei Windenergie an Land wird das Gebot für einen 100-Prozent-Standort abgegeben. Der konkrete anzulegende Wert berechnet sich nach § 36h EEG 2016 unter Anwendung von Korrekturfaktoren.
– Bei Solaranlagen ist der anzulegende Wert hingegen regelmäßig identisch mit dem Zuschlagswert, es sei denn, den Solaranlagen werden Mengen aus verschiedenen Zuschlägen zugeordnet. In diesem Fall wird ein einheitlicher anzulegender Wert errechnet.

Auch wenn das Pay-as-bid-Verfahren derzeit vorzugswürdig ist, kann es ggf. nach mehreren Ausschreibungen sinnvoll sein, das Verfahren zu wechseln. Hierzu besteht eine Festlegungskompetenz der BNetzA. Diese ist somit ermächtigt, die derzeitige Preisregel, nach der jeder Bieter seinen Gebotswert als Zuschlagswert erhält, zu verändern und stattdessen eine Einheitspreisregel festzulegen, bei der jeder Bieter den Preis des letzten bezuschlagten oder des ersten nicht bezuschlagten Gebots erhält. In diesem Fall wären Gebotswert und Zuschlagswert für die Mehrheit der Bieter nicht mehr identisch. Ein Wechsel zu diesem Zuschlagsverfahren kann vorteilhaft sein, da er dazu beitragen kann, strategisches Verhalten zu mindern.

Zu § 4 EEG 2016

§ 4 EEG 2016 bestimmt die technologiespezifischen Ausbaupfade. Demnach soll die installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See auf 6,5 GW im Jahr 2020 und auf 15 GW im Jahr 2030 erhöht werden, wobei diese Ziele dem EEG 2014 entsprechen. Bei Windenergie an Land sollen künftig jährlich 2,8 GW (brutto), ab 2020 2,9 GW (brutto) ausgebaut werden und bei Photovoltaik ebenfalls bis zu 2,5 GW (brutto) pro Jahr. Bei Biomasse sollen in den Jahren 2017 bis 2019 jährlich 150 MW installierter Leistung (brutto) pro Jahr ausgebaut werden, in den Jahren 2020 bis 2022 200 MW. Dabei wird für Biomasse künftig differenziert zwischen Neu- und Bestandsanlagen: Neuanlagen erhalten entweder in gesetzlich bestimmter Höhe eine Vergütung wie insbesondere kleine Gülleanlagen. Die Neuanlagen, die keinen Zahlungsanspruch in gesetzlich bestimmter Höhe haben, können eine Zahlung erhalten, wenn sie sich in den Ausschreibungen durchsetzen. Biomasse-Bestandsanlagen wiederum können ausschließlich über Ausschreibungen eine Anschlussförderung erhalten. Die Ausschreibung erfolgt bei der Biomasse für Neu- und Bestandsanlagen gemeinsam. Die Leistung der Biomasse-Neuanlagen, die außerhalb von Ausschreibungen zugebaut wird, wird beim Ausschreibungsvolumen des Folgejahres berücksichtigt. Für den Biomasse-Ausbaupfad ab 2023 legt die Bundesregierung rechtzeitig einen Vorschlag vor.

Im Übrigen wird zur näheren Begründung auf den Allgemeinen Teil (siehe oben II. 6.) verwiesen.

Zu § 5 EEG 2016

§ 5 EEG 2016 trifft grundsätzliche Regelungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland und Ausland. Die Überschrift wird geändert, um auch den Regelungsbereich der Absätze 2 und 3 zu erfassen. Der Begriff Geltungsbereich wird in der Überschrift nicht mehr verwendet, weil diese Bezeichnung bereits im EEG 2014 missverständlich war: § 5 EEG 2016 bestimmt genau wie § 4 EEG 2014, wann das EEG für Anlagen Anwendung findet. Das EEG bezieht sich jedoch nicht nur auf Anlagen, sondern umfasst auch zahlreiche andere Regelungskomplexe, z. B. den Ausgleichsmechanismus und die Besondere Ausgleichsregelung. Es regelt damit auch die

Rechtsbeziehungen zwischen Netzbetreibern untereinander, zwischen Netzbetreibern und Stromlieferanten und zwischen Letztverbrauchern und Stromlieferanten. Auch hierbei kommt es – wie schon bisher immer im EEG – darauf an, dass die entsprechende Handlung im Bundesgebiet vorgenommen wird (z. B. Strom in Deutschland verbraucht wird). Hierzu finden sich jedoch weder in § 5 EEG 2016 noch in § 4 EEG 2014 Aussagen, weil der Geltungsbereich eines Gesetzes nur geregelt werden muss, wenn er von der allgemeinen Geltung im Bundesgebiet abweicht. Das ist beim EEG in Bezug auf Anlagen der Fall. Hier gilt das Gesetz auch in der ausschließlichen Wirtschaftszone und für Anlagen, die sich nur teilweise im Bundesgebiet befinden, den Strom aber im Bundesgebiet produzieren (z. B. bei Grenzwasserkraftwerken).

Absatz 1 entspricht § 4 EEG 2014. Der Begriff Bundesgebiet wird zukünftig im Sinn des Gesetzes legaldefiniert. Im Übrigen bleibt die Bestimmung inhaltlich unverändert. Grundsätzlich gelten die Regelungen des EEG 2016 – genau wie die des EEG 2014 – nur für Anlagen im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone. Diese Anlagen sind auch künftig für die Zielerreichung und die Ausbaupfade grundsätzlich maßgeblich. Das EEG 2016 ist weiterhin nur auf Anlagen anzuwenden, soweit die Stromerzeugung im Inland oder in der ausschließlichen Wirtschaftszone erfolgt. Schon mit dem EEG 2014 wurde klargestellt, dass es bei Grenzwasserkraftwerken oder anderen grenzüberschreitend errichteten Anlagen auf den Standort der stromerzeugenden Einheit ankommt.

Absatz 2 Satz 1 schafft die Voraussetzungen für die Öffnung des Fördersystems für Anlagen, die in einem anderen EU-Mitgliedstaat errichtet worden sind. Im Rahmen von geöffneten Ausschreibungen können bis zu 5 Prozent der jährlich installierten Leistung Bietern aus dem EU-Ausland zugeschlagen werden.

Satz 2 zeigt die Möglichkeiten auf, wie diese Teilnahme ermöglicht werden kann. Hierzu ist einerseits eine Öffnung der nationalen Ausschreibung oder eine gemeinsame Ausschreibung mit einem oder mehreren anderen Staaten möglich.

Absatz 3 regelt die Voraussetzungen, unter denen solche geöffneten Ausschreibungen zulässig sind. Nach Nummer 1 bedarf es für eine entsprechende Öffnung des Fördersystems eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines Verwaltungsabkommens mit dem anderen Mitgliedstaat. Diese Vereinbarung soll dem Prinzip der gegenseitigen Kooperation bei der Förderung entsprechen. Sie soll darüber hinaus insbesondere eine Doppelförderung ausschließen, zu einer angemessen Kosten- und Nutzenverteilung zwischen Deutschland und dem entsprechenden Mitgliedstaat führen und die zahlreichen Folgefragen (Netzausbau, Strommarkteffekte) im beiderseitigen Einvernehmen klären. Dies ist notwendig, um zu gewährleisten, dass beide Staaten von der Öffnung des Fördersystems profitieren können und es nicht zu einseitigen Belastungen kommt. Darüber hinaus bedarf es einer entsprechenden Kooperationsvereinbarung im Sinn der Artikel 5 bis 11 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie). Im Rahmen dieser Vereinbarung muss geregelt werden, wie die jeweils in den Anlagen erzeugte und geförderte Strommenge auf die nationalen Gesamtziele nach Artikel 3 Absatz 2 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie angerechnet werden dürfen. In dem völkerrechtlichen Vertrag oder dem Verwaltungsabkommen müssen neben der Aufteilung der Mengen auch die Voraussetzungen für den Anspruch auf Zahlung, das Verfahren und den Inhalt der Ausschreibungen geregelt werden. Dies ist notwendig, um Folgefragen wie den Netzanschluss und die Einspeisung, Durchleitung und Übertragung des Stroms sinnvoll und einheitlich zu regeln. Zudem muss sichergestellt werden, dass Anlagen nicht nach dem deutschen und zusätzlich nach dem ausländischen Fördersystem Zahlungen erhalten, also doppelt gefördert werden.

Nummer 2 etabliert den Grundsatz der Gegenseitigkeit. Dies bedeutet, dass eine Öffnung nicht einseitig durch Deutschland erfolgt. Vielmehr muss eine Förderung von Anlagen in Deutschland durch den Staat ermöglicht werden, auf dessen Staatsgebiet sich Anlagen um eine Förderung in Deutschland bewerben.

Nummer 3 regelt, dass der erzeugte Strom aus den Anlagen im EU-Ausland physikalisch nach Deutschland importiert wird oder zumindest einen der Einspeisung in Deutschland vergleichbaren energiewirtschaftlichen Effekt hat. Es muss sichergestellt sein, dass eine solche Öffnung des Fördersystems für ausländische Anlagen einen positiven Nutzen für den Verbraucher in Deutschland hat. Eine lediglich virtuelle Anrechnung des im Ausland produzierten Stroms ohne einen entsprechenden „physikalischen Import“ reicht daher nicht aus.

Absatz 4 regelt, dass die Anwendbarkeit dieses Gesetzes ganz oder teilweise auf Anlagen ausgeweitet werden darf, die außerhalb des Bundesgebiets errichtet werden, oder Anlagen ganz oder teilweise von der Anwendung

dieses Gesetzes ausgenommen werden können, die im Bundesgebiet stehen. Voraussetzung hierfür ist jeweils eine entsprechende Regelung in einer Verordnung nach § 88a EEG 2016 und eine völkerrechtliche Vereinbarung nach Absatz 2 Nummer 1.

Absatz 5 regelt, wie in diesem Fall der Strom auf die deutschen Ausbauziele angerechnet wird. Auf den Ausbaupfad nach § 4 EEG 2016 werden alle Anlagen (aber auch nur diese Anlagen) angerechnet, die in Deutschland belegen sind, und der in diesen Anlagen erzeugte Strom bestimmt, ob Deutschland die Ziele nach § 1 Absatz 2 EEG 2016 erfüllt. Hintergrund ist, dass die Ausbaukorridore in § 4 EEG 2016 vor allem der Planungssicherheit für die Akteure der Energiewirtschaft dienen. Für deren Planungssicherheit sind aber die in Deutschland installierten erneuerbaren Kapazitäten und nicht die Zahl der geförderten Anlagen relevant. Für das nationale Gesamtziel nach Artikel 3 Absatz 3 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie gilt hingegen, dass die Anlagen in dem Mitgliedstaat auf das europäische Ziel angerechnet werden, in dem die Kosten der Anlagen getragen werden. In einer völkerrechtlichen Vereinbarung können jedoch abweichende Regelungen getroffen werden.

Absatz 6 regelt analog zu Absatz 2 und 3 die Bedingungen, unter denen Anlagen, die in Deutschland errichtet werden, auf das Ziel eines anderen Mitgliedstaates angerechnet werden können.

Zu § 6 EEG 2016

Die Bestimmung bleibt inhaltlich im Wesentlichen unverändert. Kleinere Änderungen erfolgen als Folge zu Änderungen an anderen Stellen im Gesetz. So geht die Änderung in Absatz 1 Nummer 3 auf die neue Struktur von Teil 3 und den veränderten Standort der Regelungen zur Degression zurück. Absatz 2 wird in einen neuen Absatz 3 überführt. Die bisherigen Absätze 3 und 4 werden zu den Absätzen 4 und 5. In dem neuen Absatz 3 wird die Pflicht der Anlagenbetreiber gestrichen, zu melden, ob sie in Zukunft eine Förderung in Anspruch nehmen wollen.

Zu § 7 EEG 2016

Absatz 1 ist inhaltlich unverändert gegenüber dem EEG 2014.

Absatz 2 wird gegenüber der Vorgängervorschrift geändert. Im bislang geltenden § 7 Absatz 2 EEG 2014 ist das sogenannte Abweichungsverbot geregelt. Danach darf grundsätzlich nicht zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers von den Bestimmungen des EEG abgewichen werden. Das Abweichungsverbot wird in § 7 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014 insoweit eingeschränkt, als eine Abweichung von nahezu allen wesentlichen Vorschriften des EEG in den dort abschließend aufgezählten Verfahrenssituationen zulässig ist. Das Abweichungsverbot hat sich inhaltlich weitgehend überholt.

Mit dem neuen § 7 Absatz 2 EEG 2016 wird das Abweichungsverbot daher zugunsten einer grundsätzlichen Abdingbarkeit geändert. Zugleich muss aber sichergestellt werden, dass die EEG-Vorschriften auch weiterhin etwaige vertragliche Beziehungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber prägen und im Fall einer Abweichung schutzwürdige Belange der Vertragsparteien nicht wesentlich beeinträchtigt werden. Das stellt der vollständig neugefasste Absatz 2 sicher. Nach Nummer 1 müssen abweichende vertragliche Vereinbarungen klar und verständlich sein, d.h. die jeweiligen Rechte und Pflichten so klar wie möglich formulieren und durchschaubar darstellen. Diese Anforderung ist an das Transparenzgebot in § 307 Absatz 1 Satz 2 BGB angelehnt.

Ungeachtet der Änderung des Abweichungsverbots in eine grundsätzliche Abdingbarkeitserlaubnis dürfen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber keine Vereinbarungen zu Lasten Dritter (z. B. Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder Übertragungsnetzbetreiber) treffen. Nach Nummer 2 dürfen deshalb abweichende Vereinbarungen nicht zu höheren als im Teil 3 des EEG 2016 vorgesehenen Zahlungen führen. Mehrkosten, die durch solche Vereinbarungen entstehen, dürfen nach § 57 EEG 2016 nicht weitergegeben werden. Nach Nummer 3 müssen abweichende vertragliche Vereinbarungen mit dem wesentlichen Grundgedanken der Regelung im EEG, von der abgewichen wird, vereinbar sein. Dies stellt sicher, dass die im EEG getroffenen grundlegenden Wertungen nicht durch eine Individualabrede ausgehöhlt werden. Diese Anforderung ist an § 307 Absatz 2 Nummer 1 BGB angelehnt

EEG 2016

Zu Nummer 4

§ 9 wird redaktionell angepasst.

Zu Buchstabe a

Buchstabe a ist eine Folgeänderung zur Einführung der Definition „Solaranlage“ in § 3 Nummer 41 EEG 2016.

Zu Buchstabe b

Buchstabe b passt Verweise an, die aufgrund der Änderungen in Teil 3 aktualisiert werden müssen.

Zu Buchstabe c

In Absatz 6 wird die Frist, bis zu deren Ablauf die SDLWindV eingehalten werden muss, um sechs Monate bis zum 1. Juli 2017 verlängert. Eine Verlängerung wurde grundsätzlich auch von den Verbänden im Rahmen der Anhörung zu diesem Gesetz gefordert.

Zu Buchstabe d

Absatz 7 regelte bisher die Rechtsfolgen von Verstößen gegen die Absätze 1, 2, 5 und 6. Diese Regelungen werden im Rahmen der Bündelung der Rechtsfolgen in Abschnitt 4 des Teils 3 in § 52 Absatz 2 Nummer 1 und Absatz 4 EEG 2016 verschoben.

Zu Buchstabe f

Die Umbenennung ist eine redaktionelle Folge zu Buchstabe d.

Zu Nummer 5

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Verweise in § 11 Absatz 1 EEG 2016 sind redaktionelle Folgeänderungen, in Folge eines veränderten Standorts von Regelungen.

Zu Buchstabe b

Buchstabe b fasst § 11 Absatz 2 EEG 2016 neu. Wie bisher gilt der Anspruch auf kaufmännische Abnahme nach § 11 Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 entsprechend auch für Strom, der kaufmännisch-bilanziell weitergeleitet wird. Darüber hinaus ist nun geregelt, dass dieser Strom dann auch als physikalisch eingespeist gilt, mit allen damit verbundenen Rechtsfolgen. Damit gilt unter anderem das Kumulierungsverbot nach § 19 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016 zwischen EEG-Zahlungsanspruch und Stromsteuerbefreiung auch in Fällen kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe.

Eine Ausnahme davon, dass Strom auch in Fällen kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe als physikalisch in ein Netz eingespeist gilt, bestünde nur dann, wenn das Gesetz im Folgenden die unmittelbare Einspeisung in ein Netz fordert. Dies ist derzeit nicht der Fall.

Zu Nummer 6

Nummer 6 fasst Teil 3 des EEG neu. Dies wird erforderlich, um die wettbewerbliche Ermittlung des anzulegenden Werts in die Struktur der Bestimmungen zur Festlegung der Marktprämie und der Einspeisevergütung zu integrieren.

Zu § 19 EEG 2016

Absatz 1 ist gegenüber dem EEG 2014 inhaltlich im Wesentlichen unverändert. Die Regelungen zur Marktprämie und zur Einspeisevergütung wurden leicht gekürzt. Der hier gekürzte Regelungsinhalt findet sich nun in § 20 EEG 2016 zur Marktprämie und in § 21 EEG 2016 zur Einspeisevergütung.

Absatz 2 Nummer 1 regelt, dass Anlagenbetreiber, die den Anspruch auf ein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geltend machen, keinen Anspruch auf Zahlung einer Einspeisevergütung oder Marktprämie haben. Dies war auch im EEG 2014 der Fall, jedoch für Marktprämie und Einspeisevergütung separat geregelt. Die Netzbetreiber müssen nach § 57 Absatz 3 EEG 2016 vermiedene Netzentgelte für Strom, für den der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 geltend gemacht wurde, vielmehr an den Übertragungsnetzbetreiber auszahlen. Diese Zahlung reduziert die EEG-Umlage.

Absatz 2 Nummer 2 entspricht inhaltlich § 19 Absatz 1a EEG 2014, der durch das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (BR-Drucks. 542/15) eingefügt wurde. Danach können eine Zahlung nach dem EEG 2014 und

eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG nicht miteinander kumuliert werden, soweit der Strom durch ein Netz durchgeleitet wird. Ansonsten läge eine Überförderung vor, da die anzulegenden Werte so kalkuliert sind, dass sie die Kosten des Anlagenbetreibers für die Anlagen voll decken. Eine Kumulierung aber, die zu einer Überförderung führt, ist aus beihilferechtlichen Gründen problematisch. Der Anlagenbetreiber muss sich daher entscheiden, ob er entweder eine Zahlung nach dem EEG oder eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG in Anspruch nimmt. Die Regelung ist strommengen- und nicht anlagenbezogen. Sie gilt also nicht generell für bestimmte Anlagen, sondern nur für die durch ein Netz durchgeleiteten Strommengen, für die eine Zahlung nach dem EEG in Anspruch genommen wird. Da sich die Pflicht zu Abschlagszahlungen nach § 26 Absatz 1 EEG 2016 von dem Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 ableitet, besteht auch kein Anspruch auf monatliche Abschläge, soweit die Anspruchsvoraussetzung von § 19 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016 nicht eingehalten wird.

Das im bisherigen § 19 Absatz 1a EEG 2014 enthaltene Kriterium, dass das Kumulierungsverbot nur für durch ein Netz (im Sinn von § 3 Nummer 35 EEG 2016) durchgeleiteten Strom gilt, besteht fort. Es wurde jedoch für den Anspruch auf die Marktprämie systematisch in § 20 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 integriert, wonach Direktvermarktung eine Durchleitung durch ein Netz voraussetzt. Für den Anspruch auf eine Einspeisevergütung wurde das Kriterium in § 21 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016 integriert. Der Anspruch auf Marktprämie und Einspeisevergütung besteht demnach nur für Strom, der durch ein Netz durchgeleitet, also in ein Netz eingespeist wird. Ist dies nicht der Fall, besteht schon kein Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016, so dass es für Zwecke des EEG unerheblich ist, ob für den Strom eine Stromsteuerbefreiung in Anspruch genommen wird oder nicht.

Durch den neu gefassten § 11 Absatz 2 EEG 2016, der eine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe einer Einspeisung in ein Netz gleichstellt, ist eine Kumulierung von EEG-Zahlung und Stromsteuerbegünstigung auch nicht in solchen Fällen möglich. Dies stellt sicher, dass kaufmännisch-bilanziell weitergegebener Strom nicht bessergestellt wird als Strom, der auch physikalisch in ein Netz der allgemeinen Versorgung im Sinn von § 3 Nummer 34 EEG 2016 eingespeist wird. In Fällen des § 11 Absatz 2 EEG 2016 bezieht sich die EEG-Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 auf die Strommengen, die lediglich kaufmännisch-bilanziell in ein Netz im Sinn von § 3 Nummer 35 EEG 2016 weitergegeben werden. Physikalisch wird in solchen Fällen der Strom aus den Anlagen allerdings schon in dem Arealnetz, in dem sich die Anlage befindet, verbraucht und gelangt physikalisch nicht in das Netz für die allgemeine Versorgung. Die Stromsteuerbegünstigung wird in solchen Fällen jedoch auf den physikalisch im Arealnetz verbrauchten Strom gewährt und nicht auf die – lediglich kaufmännisch-bilanziell – in ein Netz weitergegebene Strommenge. In Verbindung mit dem neuen § 11 Absatz 2 EEG 2016 entfällt daher nach § 19 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016 der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 auch für lediglich kaufmännisch-bilanziell weitergegebene Strommengen, soweit für die entsprechende physikalische Strommenge, die im Arealnetz verbraucht wird, eine Stromsteuerbegünstigung beansprucht wird.

Absatz 3 entspricht unverändert § 19 Absatz 4 EEG 2014.

Zu § 20 EEG 2016

Absatz 1 regelt die Anspruchsvoraussetzungen für die Marktprämie und fasst damit Regelungen zusammen, die bisher in den § 19 Absatz 1 Nummer 1 und §§ 34 bis 36 EEG 2014 enthalten waren. Voraussetzung für die Gewährung der Marktprämie bleibt nach Nummer 1 die Direktvermarktung nach § 3 Nummer 16 EEG 2016 (bisher in § 34 Absatz 1 EEG 2014 geregelt). Die Berechnung der Marktprämie wurde aus der Bestimmung herausgelöst und findet sich in § 23a EEG 2016.

Die Anforderung nach Nummer 2, wonach der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber das Recht überlassen muss, den Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen, wurde aus dem bisherigen § 19 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2014 hierher verschoben. Der Zusatz „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt die bisherige Formulierung „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“. Diese Änderung resultiert daraus, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben und durch den Verweis auf die Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 ersetzt wird, soweit Marktprämie und Einspeisevergütung gemeint sind, und durch den Anspruch auf Zahlung nach § 51 EEG 2016 ersetzt wird, soweit Zahlungen für die installierte Leistung gemeint sind.

Die Anforderung der Fernsteuerbarkeit nach Nummer 3 (bisher in § 35 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2014 geregelt) ist im Kern unverändert. Sie stellt sicher, dass die Fahrweise der direkt vermarkteten Anlage an der jeweiligen Marktlage, insbesondere an den Preisen am Spotmarkt der Strombörse, orientiert werden kann.

Nummer 4 ist gegenüber § 35 Nummer 3 EEG 2014 unverändert. Danach muss der Strom, für den die Marktprämie beansprucht wird, zudem in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in der Marktprämie vermarktet wird. Diese Pflicht zur Führung eines „sortenreinen“ Marktprämienbilanzkreises dient der Transparenz und Missbrauchsverhinderung. Allerdings ist das Nichtentstehen des Anspruchs auf Marktprämie für den gesamten bilanzierten Strom eine erhebliche Rechtsfolge, die nicht außer Verhältnis zu einer etwaigen Fehlbilanzierung stehen darf. Daher wird in Fällen, in denen eine „nicht sortenreine“ Strommenge lediglich in einem Umfang bilanziert wurde, der gegenüber der Marktprämienstrommenge völlig zu vernachlässigen ist, zur Wahrung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes davon auszugehen sein, dass die Anforderungen von Nummer 4 eingehalten wurden. Dies dürfte bei Strommengen deutlich unterhalb der Promilleschwelle anzunehmen sein, zumal in diesem Bereich stets Messungenauigkeiten in dieser Größenordnung nicht auszuschließen sind.

Satz 2 ist gegenüber § 35 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 unverändert und regelt, dass der Nachweis der Fernsteuerbarkeit erst für den zweiten Monat des Betriebs erbracht werden muss.

Absatz 2 Satz 1 und Satz 2 sind gegenüber § 36 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 EEG 2014 unverändert.

Absatz 2 Satz 3 stellt klar, dass der Anlagenbetreiber den Strom nicht zwingend über einen Dritten, sondern auch unmittelbar selbst an einen Letztverbraucher veräußern kann, ohne dass dadurch sein Anspruch auf die Marktprämie entfällt. Bislang bestand in der Praxis teilweise Unklarheit, ob dies möglich ist. In solchen Fällen sind die Sätze 1 und 2 nach Satz 3 entsprechend anzuwenden. Das heißt, die technischen Einrichtungen nach Nummer 1 müssen vorhanden sein und der Anlagenbetreiber muss die Befugnisse nach Nummer 2 haben. Wenn mehrere Anlagen über denselben Netzverknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, müssen in Fällen nach Satz 3 gemeinsame technische Einrichtungen vorgehalten werden, mit denen der Anlagenbetreiber jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung abrufen und die gesamte Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann.

Absatz 3 enthält die bislang in § 36 Absatz 2 EEG 2014 enthaltene Regelung und passt sie an. Nach § 36 Absatz 2 EEG 2014 musste bei Anlagen, in denen ein „Smart meter“, also ein Messsystem nach § 21e EnWG (künftig: ein intelligentes Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz) einzubauen ist, die Regelung der Einspeiseleistung und die Abrufung der Ist-Einspeisung über dieses Messsystem erfolgen. Folglich mussten die technischen Einrichtungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 kompatibel mit dem Messsystem sein. Bei Anlagen, deren technische Einrichtungen zwar die Fernsteuerungsanforderungen nach Absatz 2 erfüllen, die aber nicht mit intelligenten Messsystemen kompatibel sind, würde dies bedeuten, dass bei nachträglichem Pflichteinbau eines intelligenten Messsystems nach den Bestimmungen der §§ 21c ff. EnWG bzw. künftig des Messstellenbetriebsgesetzes die bisherigen technischen Einrichtungen durch solche hätten ersetzt werden müssen, die mit dem neuen intelligenten Messsystem kompatibel sind. Um solche „stranded investments“ zu vermeiden, die je nach Anlage und Steuerungstechnik einen erheblichen finanziellen Umfang hätten annehmen können, wird die bislang in § 36 Absatz 2 EEG 2014 enthaltene Regelung angepasst.

Nur bei den Anlagen, die in Satz 1 genannt sind, muss die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung über ein intelligentes Messsystem erfolgen. Gemeinsame Voraussetzung ist, dass am Markt gegen angemessenes Entgelt und zu wirtschaftlich vertretbaren Konditionen Fernsteuerungstechnik verfügbar ist, die über intelligente Messsysteme gesteuert werden kann und den bei Marktverfügbarkeit gültigen Sicherheitsstandards genügt. „Angemessenes Entgelt“ ist dabei wie in § 33 Absatz 1 und 2 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsBG) auszulegen. Die Einbaupflicht besteht nur, wenn Steuerungstechnik vorhanden ist, die über die für die Direktvermarktung erforderlichen Funktionalitäten (z. B. die notwendigen Signallaufzeiten) verfügt.

Nummer 1 betrifft Neuanlagen, bei denen bereits bei Inbetriebnahme ein intelligentes Messsystem eingebaut ist. Bei solchen Neuanlagen kann von vornherein entsprechend kompatible Steuertechnik eingebaut werden, so dass hier keine „stranded investments“ drohen. Da § 20 Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 die Fernsteuerbarkeit spätestens mit Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats fordert, stellt Nummer 1 insofern einen zeitlichen Gleichlauf her. In der Regel dürfte in Fällen nach Nummer 1 das intelligente Messsystem direkt mit Inbetriebnahme eingebaut sein.

Nach Nummer 2 erhalten Anlagen, bei denen nicht schon bei Inbetriebnahme ein intelligentes Messsystem eingebaut ist, einen Übergangszeitraum von fünf Jahren ab Einbau des intelligenten Messsystems. Der Einbau des intelligenten Messsystems wird bei diesen Anlagen in der Regel nach § 29 oder § 33 MsBG erfolgen. Aber auch wenn der Einbau des intelligenten Messsystems aus anderen Gründen erfolgt, haben diese Anlagen eine Übergangszeit von 5 Jahren. Solange können diese Anlagen noch ihre bisherige Steuertechnik verwenden, falls diese nicht ohnehin mit dem intelligenten Messsystem kompatibel ist. Nach Ablauf der Übergangsfrist haben auch diese Anlagen ihre Steuerung über das intelligente Messsystem als standardisierte und besonders sicherheitsgeschützte Infrastruktur abzuwickeln.

Nummer 3 betrifft Fälle, in denen Anlagenbetreiber die Übergangsvorschrift des § 19 Absatz 5 MsBG nutzen. Danach dürfen bestimmte Messsysteme, die keine intelligenten Messsysteme sind, unter bestimmten Voraussetzungen bis zu dem in § 19 Absatz 5 MsBG genannten Stichtag eingebaut und bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden. In diesem Übergangszeitraum besteht keine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme nach § 29 MsBG. Damit nach Ablauf dieser bis zu acht Jahre nicht noch weitere fünf Jahre Übergangsfrist nach Nummer 2 vergehen, hat die Fernsteuerung in Fällen des § 19 Absatz 5 über das intelligente Messsystem zu erfolgen, sobald dieses eingebaut ist. Da Nummer 3 den Schutz des Anlagenbetreibers gegenüber Nummer 2 nicht verkürzen soll, greift Nummer 3, wenn diese Übergangfrist länger ist als die Fünfjahresfrist nach Nummer 2. Somit ist für Anlagen, die nicht schon von vornherein ein intelligentes Messsystem eingebaut haben, im konkreten Fall die längere der beiden Übergangsfristen von Nummer 2 oder Nummer 3 maßgeblich.

Nach Satz 2, der inhaltlich weitgehend dem bisherigen § 36 Absatz 2 EEG 2014 entspricht, sind bei anderen als den in Satz 1 genannten Anlagen unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen. Das betrifft insbesondere Bestandsanlagen nach Nummer 1 vor Ablauf der fünfjährigen Übergangsfrist.

Absatz 4 ist gegenüber § 36 Absatz 3 EEG 2014 unverändert und stellt klar, dass sowohl die tatsächliche Nutzung der Einrichtungen nach Absatz 2 (insbesondere durch den Anlagenbetreiber) als auch die Befugnis zu deren Nutzung das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2016 nicht beschränken dürfen. Dies stellt sicher, dass das Einspeisemanagement als Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit stets Vorrang vor – in der Regel marktgetriebener – Fernsteuerung nach § 20 Absatz 2 EEG 2016 hat.

Zu § 21 EEG 2016

Absatz 1 regelt Anforderungen für die Gewährung der Einspeisevergütung und führt dafür die bisher in § 37 Absatz 1 und 2 EEG 2014 sowie § 38 Absatz 1 EEG 2014 enthaltenen Bestimmungen in einem Absatz zusammen. Der Anspruch auf die Einspeisevergütung setzt voraus, dass der Strom dem Netzbetreiber in der Veräußerungsform des § 21b Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 zur Verfügung gestellt wird. Der Verweis auf § 11 Absatz 1 EEG 2016 (gegenüber § 39 EEG 2014, der noch auf den gesamten § 11 EEG 2014 verwiesen hatte) ist auch eine Folge des geänderten § 11 Absatz 2 EEG 2016: Danach sind Fälle der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe so zu behandeln, als sei der Strom tatsächlich eingespeist worden. Dass der Strom in ein Netz eingespeist worden sein muss, ist aber bereits ausdrücklich als Anspruchsvoraussetzung in § 21 Absatz 1 EEG 2016 genannt. Insofern würde es eine Dopplung darstellen, weiterhin auf den gesamten § 11 EEG 2016 zu verweisen. Neben der Einspeisung in ein Netz ist aber durch den Verweis auf § 11 Absatz 1 EEG 2016 auch weiterhin Voraussetzung für eine Einspeisevergütung, dass der Anlagenbetreiber den Strom dem Netzbetreiber – anders im Fall der Direktvermarktung – auch zur Verfügung stellt, ihm also auch die kaufmännische Verfügungsbefugnis nach § 11 Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 überträgt.

Absatz 1 Nummer 1 entspricht § 37 Absatz 1 und 2 EEG 2014. Die Option zur Einspeisevergütung besteht danach für Anlagen bis 100 kW installierter Leistung (Anlagen, die seit dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen werden). Für früher in Betrieb genommene Anlagen gilt die Übergangsregel nach § 100 Absatz 1 EEG 2016, der auf die bisherige Fassung des EEG verweist. Danach galt bis Ende 2015 eine Freigrenze von 500 kW. Anlagen, die noch unter dem EEG 2012 in Betrieb genommen wurden oder für die eine Übergangsregelung gilt, sind nicht zur Direktvermarktung verpflichtet. Dies entspricht dem Auftrag des Koalitionsvertrages, bei Neuanlagen eine verpflichtende Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie einzuführen. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Einstiegsschwelle von 5 MW wird durch dieses Gesetz ambitionierter ausgestaltet, da bereits unter dem EEG 2012 ein großer Teil der Anlagen in der Größenordnung von 1 MW und teilweise auch darunter regelmäßig

freiwillig in die Direktvermarktung gewechselt hat. Die ab 2016 geltende untere Grenze stellt sicher, dass keine Kleinanlagen zur Direktvermarktung verpflichtet werden, bei denen die Direktvermarktungskosten nach aktueller Einschätzung den Nutzen der Direktvermarktung für das Gesamtsystem übersteigen würden. Technische und marktliche Entwicklungen, z. B. eine etwaige deutliche Kostensenkung für Fernsteuerungstechnik oder eine Verbesserung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der Einbindung von Kleinanlagen für Direktvermarktungsunternehmer, können ggf. die Direktvermarktungskosten auch bei Kleinanlagen so stark senken, dass perspektivisch eine weitere Absenkung der Grenze überprüft werden sollte. Derzeit ist dies aber noch nicht der Fall.

Absatz 1 Nummer 2 entwickelt die mit dem EEG 2014 eingeführte sog. Ausfallvergütung weiter. Mit dieser Ausfallvergütung können Anlagenbetreiber, die ihren Strom direkt vermarkten, ausnahmsweise in die Einspeisevergütung zurückkehren. Diese Rückkehrmöglichkeit soll helfen, Ausnahmesituationen abzufedern, z. B. eine unvorhersehbare Insolvenz des Direktvermarkters. In solchen Fällen können die Anlagenbetreiber vorübergehend auf den Netzbetreiber als Abnahme- und Vergütungspflichtigen zugreifen. Damit wird angestrebt, die Finanzierungskosten für Anlagenbetreiber nicht mit übermäßigen Risiken zu belasten, die ggf. zu Mehrkosten bei der Finanzierung führen können. Daneben eröffnet die Regelung auch Anlagen, deren Strom nach Inbetriebnahme noch nicht unmittelbar direkt vermarktet werden kann, die Möglichkeit zur vorübergehenden Nutzung der Einspeisevergütung; der Hintergrund hierfür ist, dass bei Inbetriebnahme von Anlagen teilweise einige für den Direktvermarkter wesentliche Stammdaten der Anlage (z. B. Zählpunktbezeichnung, Anlagenschlüssel) noch nicht vorliegen. Zudem kann in der Inbetriebnahmephase insbesondere von Windenergieanlagen der Stromertrag nicht zuverlässig prognostiziert werden, wie es für eine sinnvolle bedarfsorientierte Direktvermarktung erforderlich wäre, da die Inbetriebnahme von häufigem An- und Abfahren im Zuge der Testläufe der Anlagen geprägt ist.

Eine Neuerung stellt die zeitliche Begrenzung der Ausfallvergütung dar. Dies kann z. B. in Konstellationen relevant werden, in denen eine direktvermarktungspflichtige Anlage zu einem großen Anteil Eigenversorgung betreibt. In manchen solcher Fälle kann es für einen Anlagenbetreiber – trotz der Verringerung des anzulegenden Wertes um 20 Prozent nach § 52 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2016 – betriebswirtschaftlich attraktiv sein, die Überschusseinspeisung generell nicht direkt zu vermarkten, sondern dauerhaft in die Ausfallvergütung laufen zu lassen. Dies ist aber nicht Ziel der Ausfallvergütung. Die Direktvermarktungspflicht soll gerade eine bessere Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien ermöglichen, als es mit der Einspeisevergütung der Fall ist. Wenn solche Anlagen dauerhaft in der Ausfallvergütung blieben, würde auch die Fernsteuerungspflicht in der Direktvermarktung für diese Anlagen leerlaufen. Es soll deshalb keine Anreize geben, die Direktvermarktungspflicht dauerhaft zu umgehen. Deshalb ist die Dauer der Ausfallvergütung künftig auf drei Monate begrenzt. Damit eine Anlage nicht für einen Monat in die (ggf. sonstige) Direktvermarktung und im Folgemonat wieder zurück in die Ausfallvergütung wechseln kann, wird zusätzlich eine jährliche Höchstdauer von sechs Monaten festgelegt. Die zeitliche Begrenzung ist allerdings so moderat gewählt, dass sie keinen Einfluss auf den eigentlichen Zweck der Ausfallvergütung haben sollte, namentlich Finanzierungsrisiken zu begrenzen. Wird einer der im ersten Halbsatz genannten Zeiträume überschritten, reduziert sich der anzulegende Wert nach § 53 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2016 auf den Monatsmarktwert.

Die Verringerung des anzulegenden Wertes in der Ausfallvergütung auf 80 Prozent ist systematisch nun in § 52 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2016 geregelt, auf den Absatz 1 Nummer 2 zweiter Halbsatz verweist.

Absatz 2 entspricht § 37 Absatz 4 EEG 2014 und regelt die Zusammenfassung von Anlagen.

Absatz 3 regelt die weiteren Anforderungen für die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung. Nummer 1 ist inhaltsgleich mit den Anforderungen, die bisher in § 39 Absatz 2 Satz 1 EEG 2014 geregelt waren. Nummer 2 entspricht § 39 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014. Es wird klargestellt, dass die Anlagen in der Einspeisevergütung weder positive noch negative Regelenergie liefern dürfen.

Zu § 21a EEG 2016

§ 21a EEG 2016 regelt die Vermarktung des Stroms in Fällen, in denen ein Anlagenbetreiber weder eine Marktprämie noch eine Einspeisevergütung in Anspruch nimmt. Der Regelfall ist dann die Vermarktung des Stroms, wie sie in § 21a EEG 2016 geregelt ist, also die Weitergabe an einen Dritten, der ihn selbst verbraucht oder wiederum veräußert. Wenn weder eine Marktprämie noch eine Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird, kann der Strom auch als Strom aus erneuerbaren Energien ausgewiesen werden.

Zu § 21b EEG 2016

§ 21b EEG 2016 ist im Wesentlichen inhaltsgleich mit § 20 EEG 2014. § 21b EEG 2016 regelt die Wechselfristen und die Möglichkeit der prozentualen Aufteilung zwischen den verschiedenen in Absatz 1 bezeichneten Veräußerungsformen (sog. anteilige Veräußerung). Von der anteiligen Veräußerung ist nur – wie bereits im EEG 2014 – die Ausfallvergütung ausgenommen.

Absatz 1 bestimmt den jeweiligen Monatsersten als Zeitpunkt, zu dem Anlagenbetreiber zwischen den Veräußerungsformen der Marktprämie, der sonstigen – d.h. nicht finanziell geförderten – Direktvermarktung und der Einspeisevergütung wechseln können. Dabei kann ein Anlagenbetreiber, der mehrere Anlagen betreibt, jede Anlage in einer anderen Veräußerungsform vermarkten, wie sich aus den Wörtern „mit jeder Anlage" ergibt. Die Ausfallvergütung ist keine eigenständige Veräußerungsform mehr. Sie wird nunmehr als eine Fallgruppe der Einspeisevergütung geführt.

Nach Absatz 2 Satz 1 kann Strom anteilig in verschiedenen Veräußerungsformen zu festen, vorab bestimmten Prozentsätzen veräußert werden. In diesem Fall müssen die Prozentsätze jederzeit eingehalten werden. Der Anlagenbetreiber hat den Nachweis hierfür zu erbringen. Nach Absatz 2 Satz 2 ist hiervon – wie schon im EEG 2014 – die Ausfallvergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 ausgenommen; hier kann der Strom aus einer Anlage also nur einheitlich veräußert werden. Für alle anderen Formen ist eine gleichzeitige Aufteilung auf verschiedene Veräußerungsformen möglich.

Absatz 3 entspricht § 20 Absatz 2 Satz 3 EEG 2014 in der Fassung des Strommarktgesetzes (BR-Drucks. 542/15). Danach ist es Voraussetzung, um eine der beiden Direktvermarktungsformen nach Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 zu wählen, dass die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird. Für die Erfüllung der Bilanzkreispflichten ist es erforderlich zu wissen, wieviel Strom eine Anlage in jeder Viertelstunde ins Netz eingespeist hat. Nur dann kann auch eine ordnungsgemäße Bilanzkreisabrechnung erstellt werden. Absatz 3 dient damit der weiteren Systemintegration der erneuerbaren Energien durch die Direktvermarktung. Dementsprechend gilt die Pflicht für beide Direktvermarktungsformen. Denn auch die sonstige, ungeförderte Direktvermarktung nach § 21a EEG 2016 ist bilanzkreispflichtig. Für die geförderte Direktvermarktung war die viertelstündliche Bilanzierungspflicht bereits in § 33c Absatz 2 Nummer 3 EEG 2012 geregelt. Diese Regelung wurde zwar zunächst nicht in den Gesetzestext des EEG 2014 übernommen, sollte aber nicht abgeschafft werden. Vielmehr ging der Gesetzgeber davon aus, dass sich diese Pflicht bereits aus der Bilanzkreispflicht in der Direktvermarktung in Verbindung mit der StromNZV ergibt und deshalb nicht noch zusätzlich im EEG 2014 gedoppelt werden musste. Insoweit war die spätere Einfügung des Absatzes 3 nur eine Klarstellung, die jetzt in das EEG 2016 überführt wird. Es ist daher grundsätzlich auch weiterhin zulässig, dass mehrere Anlagen eine gemeinsame Messeinrichtung nutzen, um ihrer Pflicht zur viertelstündlichen Messung und Bilanzierung nachzukommen. Die viertelstündliche Auflösung ist eine Mindestbedingung. Systeme, die eine höhere zeitliche Auflösung haben, z. B. mit Echtzeitdaten arbeiten, sind dadurch nicht ausgeschlossen, da diese erst recht eine viertelstündliche Auflösung darstellen können.

Absatz 4 entspricht § 20 Absatz 3 EEG 2014. Nummer 1 stellt klar, dass ein Wechsel nur des Direktvermarktungsunternehmers nicht an den Wechselzeitpunkt nach Absatz 1 gebunden ist, sofern damit nicht zugleich auch ein Wechsel der Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 EEG 2016 verbunden ist.

Nummer 2 stellt zugleich klar, dass die Wechselfristen nicht für Veräußerungen von Strom außerhalb des Netzes an Abnehmer in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage gelten. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage (§ 20 Absatz 3 EEG 2014).

Zu § 21c EEG 2016

Die Regelung ersetzt § 21 EEG 2014, ohne die Regelung inhaltlich zu ändern. § 21c EEG 2016 regelt das Wechselverfahren zwischen den verschiedenen in § 21b Absatz 1 EEG 2016 bezeichneten Veräußerungsformen.

Die Mitteilung muss nach **Absatz 1 Satz 1** vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats erfolgen. Eine Mitteilung über den Wechsel in die Ausfallvergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 oder aus dieser zurück in die Direktvermarktung kann abweichend hiervon nach **Absatz 1 Satz 2** mit verkürzter Mitteilungsfrist bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitgeteilt werden. Die Ausfallvergütung ist die Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 für Neuanlagen über 100 kW und bei Bestandsanlagen die Einspeisevergütung nach § 38 EEG 2014 in Verbindung mit den Übergangsbestimmungen. Diese kürzere Frist

trägt dem Charakter der Ausfallvergütung Rechnung und ermöglicht einen zügigen Wechsel in diese Form der Einspeisevergütung, die ausschließlich als vorübergehende Notfallregelung konzipiert ist. Ebenso kann ein Anlagenbetreiber zügig in die Direktvermarktung zurückwechseln, wenn z. B. ein neuer Direktvermarkungsvertrag erst in der zweiten Hälfte eines Monats abgeschlossen werden kann.

Mit der Pflicht der Netzbetreiber nach § 72 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b EEG 2016, Wechselmitteilungen unverzüglich an die Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln, haben Letztere die erforderlichen Informationen mit ausreichendem Vorlauf, um ihrerseits ihren Veröffentlichungspflichten nachkommen zu können.

Nach Absatz 2 Nummer 1 ist, wie in der Vorgängerregelung, dem Netzbetreiber jeder Wechsel in eine der Vermarktungsformen nach § 21b Absatz 1 EEG 2016 mitzuteilen. Dies gilt auch, wenn die Anlage erstmalig eine Veräußerungsform wahrnimmt, insbesondere nach der Inbetriebnahme der Anlage.

Wie in der Vorgängerregelung ist nach Nummer 2 bei einem Wechsel in eine der beiden Direktvermarktungsformen zusätzlich der Bilanzkreis mitzuteilen, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll. Bei einem Wechsel in die Einspeisevergütung nach § 21b Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 werden die eingespeisten Strommengen im EEG-Bilanzkreis des aufnehmenden Netzbetreibers nach § 11 StromNZV bilanziert.

Nach Nummer 3 ist, wie in der Vorgängerregelung, im Fall einer Aufteilung des Stroms auf verschiedene Veräußerungsformen zusätzlich der Prozentsatz mitzuteilen, der jeder Veräußerungsform vorbehalten ist.

Absatz 3 regelt, dass die Anlagenbetreiber sich bei den Meldungen nach § 21c EEG 2016 an Vorgaben zu Verfahren und Format richten müssen, die die BNetzA durch Festlegung geregelt hat. Hier ist insbesondere auf die Festlegung der BNetzA vom 29.1.2015, BK6-14-110 – „Anpassung der Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ an das EEG 2014“ hinzuweisen.

Die Rechtsfolge bei Verstößen (Verringerung des Förderanspruchs auf den Monatsmarktwert) ist jetzt in § 52 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016 geregelt.

Zu § 22 EEG 2016

Absatz 1 Satz 1 regelt, dass für Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen, Biomasseanlagen und Windenergieanlagen auf See die Anspruchsberechtigten und die anzulegenden Werte künftig im Grundsatz durch Ausschreibungen ermittelt werden. Damit ist § 22 EEG 2016 die zentrale Norm für den Systemwechsel zu Ausschreibungen (näher zu diesem Systemwechsel siebe oben Allgemeiner Teil).

Absatz 2 trifft die Regelungen für Windenergieanlagen an Land. Hier besteht nach Satz 1 der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nur, solange und soweit ein Zuschlag besteht. Dies bedeutet, dass der Anspruch entfällt, wenn der Zuschlag aufgehoben ist. Anlagen, die eine höhere installierte Leistung haben, als der Zuschlag vorsieht, können den Zahlungsanspruch nur anteilig geltend machen, also nur bis zur Höhe des Zuschlags. Für die Frage, welcher Strom konkret einen Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 erhält, ist in diesem Fall § 23b EEG 2016 anzuwenden.

Satz 2 regelt die Ausnahmen von diesem Grundsatz und damit die Fälle, in denen der anzulegende Wert noch gesetzlich festgelegt wird. Dies betrifft nach Nummer 1 alle Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW. Bei der Windenergie an Land ist der Marktanteil von Anlagen mit einer installierten Leistung bis 750 kW sehr gering. Sie werden derzeit als sog. Kleinwindanlagen (unter 100 kW) oder Hofanlagen auf dem Markt angeboten. Mit der Ausnahme dieses Marktsegments von den Ausschreibungen wird der Wettbewerb nicht eingeschränkt, da nur eine sehr geringe Anzahl an Anlagen mit einer geringen installierten Leistung nicht an dem Ausschreibungsverfahren teilnimmt.

Nummer 2 bestimmt, dass Windenergieanlagen an Land, die bis Ende 2016 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erhalten haben und diese bis 31. Januar 2017 im Register registriert haben, bis Ende 2018 nicht an Ausschreibungen teilnehmen können, es sei denn, sie verzichten auf das für diese Anlagen bestehende Recht, eine gesetzlich bestimmte Zahlung nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit § 46 EEG 2016 in Anspruch zu nehmen. Schon § 102 Nummer 2 EEG 2014 sah für diese Anlagen eine Übergangsregelung vor. Sie dient dazu, Investoren Sicherheit zu geben und so eine kontinuierliche Entwicklung beim Ausbau der Windenergie an Land zu ermöglichen.

Die Anforderungen sind additiv. Ab 2019 können also auch diese Anlagen an Ausschreibungen teilnehmen. Dasselbe gilt z. B. auch, wenn eine BImSchG-Genehmigung erst nach dem 31. Januar 2017 im Register registriert

wird. Auch hier besteht kein gesetzlich bestimmter Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016. Stattdessen kann die Anlage an den Ausschreibungen teilnehmen. Buchstabe c ermöglicht es, auf das Recht auf einen gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert zu verzichten. Dieser Verzicht muss vor dem 1. März 2017 gegenüber der BNetzA erklärt werden. Dies ist für die Mengensteuerung erforderlich. Nur so kann die korrekte Menge von Anlagen in der Übergangsregel bei der Berechnung der Ausschreibungsmenge für das Jahr 2017 berücksichtigt werden.

Nummer 3 nimmt Prototypen von dem Erfordernis der Ausschreibung aus. Dies soll die Entwicklung neuer Anlagen erleichtern und so den Forschungs- und Entwicklungsstandort Deutschland stärken. Prototypen sind in § 3 Nummer 37 EEG 2016 legal definiert. Um Missbrauch zu verhindern, ist diese Ausnahme auf höchstens 125 MW pro Jahr begrenzt; dies wird durch § 22a umgesetzt.

Absatz 3 betrifft Solaranlagen. Nach Satz 1 ist neben dem Zuschlag auch die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung (früher: Förderberechtigung nach der FFAV) erforderlich um eine Zahlung nach § 19 zu erhalten. Das zu Absatz 2 Satz 1 Gesagte gilt für Solaranalgen somit mit der Maßgabe, dass auch die Zahlungsberechtigung vorliegen muss.

Satz 2 nimmt Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW von den Ausschreibungen aus.

Folgende Gründe sprechen dafür, die Freigrenze der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission bei Solarenergieanlagen bis zu diesem Wert auszuschöpfen:

– Eine niedrigere Freigrenze führt zu einem hohen administrativen Aufwand. Es gibt Tausende kleinere und mittlere Solaranlagen (2013: ca. 118.000 Neuanlagen bis 750 kW, 2014: ca. 64.000 Neuanlagen bis 750 kW), die eine Ausschreibung sehr aufwändig machen würden.

– Das im EEG 2014 festgelegte Ziel, die Akteursvielfalt zu erhalten, ließe sich ohne die Freigrenze von 750 kW im Rahmen einer Ausschreibung nicht mit vertretbarem Aufwand erreichen. Der Grad der Professionalisierung der Akteure ist bei Solaranlagen auf Gebäuden sehr viel geringer als bei Akteuren im Freiflächenbereich. Hauptgrund hierfür ist, dass Solaranlagen auf Gebäuden in der Regel als individuelle Einmal-Projekte realisiert werden. Nur im Segment der großen Solaranlagen auf Gebäuden über 750 kW sind vergleichbare professionelle Akteure aktiv, die den zusätzlichen administrativen Aufwand und die zusätzlichen Risiken, die mit der Ausschreibung verbunden sind, tragen können.

– Die Eigenversorgung hat für Solaranlagen auf Gebäuden mit einer Leistung bis einschließlich 750 kW eine sehr hohe Bedeutung und ist ein wesentlicher Grund für den Bau dieser Anlagen. Ein Verbot der Eigenversorgung im Rahmen einer Ausschreibung würde den derzeit im Segment der Solaranlagen auf Gebäuden zu beobachtenden Markteinbruch voraussichtlich noch verstärken, da mit der Eigenversorgung auch ein wesentlicher Treiber für den Bau dieser Anlagen wegfallen würde.

– Die Zulassung der Eigenversorgung im Rahmen einer Ausschreibung wäre hingegen problematisch. Der hieraus resultierende – und mit steigenden Strombezugskosten weiter wachsende – finanzielle Vorteil würde einen Anreiz schaffen, vorrangig Anlagen mit hohen Eigenversorgungsanteilen zu realisieren, auch wenn dies energiewirtschaftlich nicht sinnvoll und anlagenseitig nicht kosteneffizient ist. Bieter würden dann die finanziellen Vorteile aus der Eigenversorgung in ihr Gebot einkalkulieren, um möglichst niedrige Gebote abzugehen, während die Kosten an anderer Stelle entstehen. In der Konsequenz würde der Wettbewerb im Rahmen der Ausschreibung stark verzerrt.

Die jährlich neu installierte Leistung für diese Solaranlagen wird weiterhin über den atmenden Deckel gesteuert. Dabei werden die ausgeschriebenen Mengen bei der Berechnung des Zubaus für die Höhe des „atmenden Deckels“ nicht berücksichtigt.

Absatz 4 bezieht sich auf Biomasseanlagen. Nach Satz 1 besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nur, solange und soweit ein Zuschlag besteht. Dies bedeutet, dass der Anspruch entfällt, wenn der Zuschlag aufgehoben ist. Anlagen, die eine höhere installierte Leistung haben als der Zuschlag vorsieht, können den Zahlungsanspruch nur anteilig geltend machen, also nur bis zur Höhe des Zuschlags.

Satz 2 regelt die Ausnahmen von der Ausschreibung.

Nach Nummer 1 wurde eine einheitliche Grenze von 150 kW gewählt bis zu der eine Teilnahme an Ausschreibungen nicht möglich ist und die anzulegenden Werte gesetzlich bestimmt werden. Gegenüber beispielsweise

Solaranlagen haben Biomasseanlagen eine deutlich höhere Stromerzeugung pro kW installierter Leistung. Entsprechend sind auch bei Anlagen unter 750 kW deutlich höhere Vergütungssummen zu erwarten, die eine Einbeziehung in die Ausschreibung rechtfertigen. Gleichzeitig gibt es deutlich weniger Biomasseanlagen unter 750 kW als im Photovoltaikbereich, so dass der administrative Aufwand für eine Ausschreibung im Rahmen bleibt. Anders als bei der Windenergie an Land stellen Anlagen unter 750 kW bei der Biomasse jedoch einen relevanten Marktanteil dar. Die 150 kW-Grenze stellt auch sicher, dass kleine Gülleanlagen von der Ausschreibung ausgenommen sind. Die Grenze gilt einheitlich für alle Biomasseanlagen, also z. B. auch für Bioabfallvergärungsanlagen. Aufgrund des ausreichend großen Ausschreibungsvolumens für Biomasseanlagen wird davon ausgegangen, dass alle Anlagenarten eine Zuschlagschance in Ausschreibungen haben.

Absatz 5 nimmt Windenergieanlagen auf See von der Ausschreibung aus, die bereits unter dem EEG 2014 eine unbedingte Netzanschlusszusage oder eine Kapazitätszusage erhalten haben. Schon § 102 Nummer 1 EEG 2014 sieht für diese Anlagen vor, dass sie nicht in das Regime der Ausschreibungen überführt werden sollen, sondern die gesetzlich bestimmte Zahlung erhalten. Diese Übergangsregelung trägt den langen Planungszeiträumen für Windenergieanlagen auf See Rechnung. Für Windenergieanlagen auf See, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden, gilt das Windenergie-auf-See-Gesetz mit den dort geregelten Ausnahmen.

Absatz 6 regelt die Auswirkungen für Anlagen die dem Ausschreibungserfordernis nicht unterliegen. Für die Bereiche, die nach den Absätzen 2 bis 5 nicht der Ausschreibung unterliegen, gilt die gesetzlich bestimmte Marktprämie oder Einspeisevergütung. Diese Anlagen sind von der Teilnahme an der Ausschreibung ausgeschlossen, um die Auswahl des besten Förderregimes zu vermeiden. Die anzulegenden Werte ergeben sich in diesem Fall aus den §§ 40 bis 49 EEG 2016.

Nach Satz 2 gilt dies auch für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Deponier- Klär und Grubengas sowie Geothermie. Bei Wasserkraft und Geothermie ist absehbar, dass das Wettbewerbsniveau sehr gering ist und sich eine Ausschreibung deshalb nicht anbietet. Bei Klär-, Deponie- und Grubengas ist eine Ausschreibung ebenfalls nicht sinnvoll, da die Potentiale weitestgehend erschlossen sind und ein weiterer Zubau lediglich in einem sehr geringen Umfang erfolgt. Im Fall von Deponiegas greift vor allem das gesetzliche Ablagerungsverbot biogener Abfälle, während bei Grubengas nicht mit neuen Steinkohlebergwerken gerechnet wird. Im Rahmen der regelmäßig von der Bundesregierung vorzulegenden Erfahrungsberichte wird das Wettbewerbsniveau für alle Technologien künftig untersucht, so dass bei einer Verbesserung des Wettbewerbsniveaus Ausschreibungen auch in diesen Bereichen eingeführt werden können.

Zu § 22a EEG 2016

§ 22a EEG 2016 begrenzt die Ausnahmeregelung für Prototypen von Windenergieanlagen an Land auf 125 MW pro Jahr. Der Begriff des Prototypen ist in § 3 EEG 2016 legal definiert. Nur auf diese Prototypen bezieht sich diese Regelung. Anlagen die allein nach der SDLWindV als Prototypen eingestuft werden, fallen nicht unter diese Regelung.

Prototypen müssen nach § 3 Absatz 2 Nummer 12 Buchstabe f Doppelbuchstabe aa AnlRegV als solche im Register registriert werden. Der Zahlungsanspruch besteht nur für die ersten 125 MW eines Jahres (sog. „Windhund-Prinzip“). Diese Mengenbegrenzung erfasst alle Prototypen, die an Land errichtet und getestet werden, auch solche, die später auf See eingesetzt werden sollen, aber zunächst an Land getestet werden. Werden in einem Jahr mehr als 125 MW Prototypen installiert, verschiebt sich der Vergütungsbeginn für die zeitlich zuletzt in Betrieb genommenen Anlagen auf das folgende Kalenderjahr.

Der Nachweis, dass die Anforderungen nach § 3 Nummer 37 Buchstabe a und b EEG 2016 eingehalten worden sind, ist durch ein Gutachten eines zertifizierten Gutachters zu führen, der befähigt ist, Zertifizierungen und Typenprüfungen durchzuführen, nachzuweisen und dem Netzbetreiber vorzulegen. Wird ein solcher Nachweis nicht vorgelegt, handelt es sich bei der Anlage nicht um einen Prototyp. Die Anlage kann an Ausschreibungen teilnehmen. Die Tatsache, dass es sich um eine der ersten drei Anlagen dieses Typs handelt, kann aufgrund des Anlagenregisters ermittelt werden, in dem alle Anlagen mit Angabe der Typenbezeichnung gemeldet werden.

Zu § 23 EEG 2016

§ 23 EEG 2016 entspricht inhaltlich weitgehend § 23 EEG 2014.

Absatz 1 stellt klar, dass zur Ermittlung der Höhe der Marktprämie und der Einspeisevergütung der anzulegende Wert als Maßstab zugrunde zu legen ist. Der anzulegende Wert ist in § 3 Nummer 3 EEG 2016 definiert. Sowohl

der vorrangig zu nutzenden Marktprämie als auch der nur ausnahmsweise zu nutzenden Einspeisevergütung dienen die anzulegenden Werte als Maßstab für die Berechnung der jeweiligen Marktprämie bzw. der Einspeisevergütung. Dabei sind aufgrund des gesetzlichen Vorrangs der Direktvermarktung in die Marktprämie in den anzulegenden Werten bereits Vermarktungsmehrkosten in Höhe von 0,4 Cent/kWh für Windenergie- und Solaranlagen und in Höhe von 0,2 Cent/kWh für alle übrigen Energieträger eingepreist. Für Anlagen in der Einspeisevergütung reduziert sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 53 EEG 2016 und im Fall der Ausfallvergütung nach § 52 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2016.

Absatz 2 entspricht § 23 Absatz 3 EEG 2014 und regelt, dass die Umsatzsteuer in den anzulegenden Werten nicht enthalten ist und deshalb nach den allgemeinen Regeln des Umsatzsteuerrechts ggf. zusätzlich zu zahlen ist.

In Absatz 3, der weitgehend § 23 Absatz 4 EEG 2014 entspricht, werden die Bestimmungen aufgeführt, nach denen sich der anzulegende Wert reduziert. Gleichzeitig regelt der Absatz die Reihenfolge, in der die Bestimmungen angewendet werden sollen. Grundsätzlich verringert sich der anzulegende Wert mehrfach, wenn mehrere Gründe für eine Absenkung vorliegen. Allerdings kann der Wert nicht kleiner als null werden, ein negativer Wert kann sich deshalb nicht ergeben. Neu aufgenommen wurde Nummer 6, wonach sich der Zahlungsanspruch nach Maßgabe des § 53b EEG 2016 reduziert, wenn der Anlagenbetreiber sich für den Strom Regionalnachweise ausstellen lässt. Diese Reduktion betrifft nicht die Anlage per se, sondern nur die Strommengen, für die Regionalnachweise ausgestellt werden, falls nicht für den gesamten Strom aus der Anlage Regionalnachweise ausgestellt werden (z. B. bei nur anteiliger Direktvermarktung in der Marktprämie).

Zu § 23a EEG 2016

§ 23a EEG 2016 entspricht § 34 Absatz 2 EEG 2014.

Zu § 23b EEG 2016

§ 23b EEG 2016 entspricht § 23 Absatz 2 EEG 2014. Aus § 23b EEG 2016 ergibt sich, welche Strommengen welche Zahlung erhalten, wenn eine Anlage unterschiedliche anzulegende Werte erhält. Wichtigster Anwendungsfall sind die nach Größe gestaffelten anzulegenden Werte im Fall der gesetzlichen Bestimmung des anzulegenden Werts für Wasserkraft, Deponie-, Klär-, und Grubengas, Biomasse und solare Strahlungsenergie. Die Bestimmung findet aber auch im Fall von Ausschreibungen Anwendung, wenn ein Zuschlag nur für einen Teil der installierten Leistung der Anlage besteht. Die Anpassungen im Wortlaut sind redaktioneller Natur.

Zu § 24 EEG 2016

Die Regelung entspricht im Wesentlichen § 32 EEG 2014. Eine Anlagenzusammenfassung erfolgt nach Absatz 1 jedoch nicht bei Solaranlagen nach § 48 Absatz 2 EEG 2016 und Freiflächenanlagen, da hier unterschiedliche Vergütungsstrukturen bestehen.

Absatz 1 Satz 1 entspricht § 32 Absatz 1 Satz 1 EEG 2014. Allerdings erstreckt sich die Anlagenzusammenfassung nunmehr nicht nur auf die Berechnung der Vergütung, sondern auch auf die Bestimmung der Größe der Anlage für den Zweck der §§ 21 und 22. Auch an weiteren Stellen wird § 32 in Bezug genommen, so dass die Anlagen zusammen zu fassen sind. Satz 2 ist inhaltlich unverändert gegenüber § 32 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014. Der neue Satz 3 stellt klar, dass Solaranlagen auf Gebäuden und Freiflächenanlagen nicht zusammengefasst werden. Dies konnte schon aus der bisherigen Fassung abgeleitet werden, da nur gleichartige Anlagen zusammengefasst werden. Da hier aber Rechtsunsicherheit bestand, wird ein klarstellender Satz in § 24 Absatz 1 aufgenommen.

Absatz 2 ist gegenüber § 32 Absatz 2 EEG 2014 konkretisiert und klargestellt. Diese Anlagenzusammenfassung soll die Ballung von Freiflächenanlagen in bestimmten Regionen verhindern. Mehrere Freiflächenanlagen werden zu einer Anlage zusammengefasst, wenn sie innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von 2 Kilometern in der Luftlinie, gemessen vom äußersten Rand der nach § 24 Absatz 1 zusammengefassten Solaranlage, in Betrieb genommen worden sind und die Anlagen sich innerhalb derselben Gemeinde befinden, die für den Erlass eines Bebauungsplans zuständig ist oder bei Anlagen auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach § 38 BauGB durchgeführt worden ist, grundsätzlich zuständig gewesen wäre, wenn kein Planfeststellungsverfahren vorher für diese Fläche durchgeführt worden wäre. Hierdurch werden aus Gründen des Landschafts- und Naturschutzes Freiflächenanlagen zur Berechnung der Anlagengröße zusammengefasst, für die ein Zahlungsanspruch bei Solaranlagen höchstens geltend gemacht werden darf (vgl. § 38a Absatz 1 Nummer 5 EEG 2016 und § 48 EEG 2016). Dabei gilt genauso wie bei Absatz 1 weiterhin das sog. „Windhund-Prinzip“. Die

Photovoltaikmodule, die zuerst in Betrieb genommen werden, erhalten noch einen Anspruch auf eine Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016, bis die 10 MW-Schwelle überschritten ist. Durch die Klarstellung, dass Absatz 2 nur für die Größenbegrenzung nach § 38 Absatz 1 Nummer 5 EEG 2016 und § 48 Absatz 1 EEG 2016 gilt, wird Rechtssicherheit hinsichtlich der Berechnung des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 bei Freiflächenanlagen geschaffen.

Absatz 3 fasst die bisher in § 32 Absatz 3 und 4 EEG 2014 enthaltenen Regelungen in einem Absatz zusammen. Eine inhaltliche Änderung ist damit nicht verbunden.

Zu § 25 EEG 2016

§ 25 EEG 2016 entspricht weitgehend § 22 EEG 2014.

In der Überschrift und in Satz 1 wird allerdings der Begriff der Förderung durch den Begriff des Zahlungsanspruchs bzw. die Begriffe Marktprämie und Einspeisevergütung ersetzt (siehe die Begründung zu § 3 EEG 2016).

Satz 2 wird neu eingefügt. Künftig erhält eine Anlage, deren anzulegender Wert durch eine Ausschreibung bestimmt wird, die Zahlung nach § 19 EEG 2016 nicht mehr für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres, sondern nur noch für 20 Jahre. Ohne eine solche Regelung gäbe es einen ökonomischen Anreiz, die Anlagen am Anfang eines Jahres in Betrieb zu nehmen, um die maximale Dauer des Zahlungsanspruchs nach § 19 EEG 2016 auszuschöpfen. Dies könnte zu einem „Stop-and-go“ beim Bau von Anlagen führen, der durch die Neuregelung der Dauer des Zahlungsanspruchs verhindert werden soll. Damit lehnt sich die Regelung an § 22 Absatz 5 FFAV an. Allerdings entfällt die Regelung, nach der der zwanzigjährige Vergütungsanspruch auch schon vor Ausstellung der Zahlungsberechtigung beginnt, wenn der Anspruch auf Zahlung früher geltend gemacht wird. Da es vor Ausstellung der Zahlungsberechtigung keinen Anspruch auf eine Zahlung nach § 19 EEG 2016 gibt, ist eine solche Bestimmung nicht mehr erforderlich.

Satz 3 wird ebenfalls angepasst. Beginn des Anspruchs ist bei Solaranlagen mit einer Leistung über 750 kW grundsätzlich der Tag der Bekanntgabe einer ausgestellten Zahlungsberechtigung gegenüber dem Anlagenbetreiber (Satz 3 Nummer 1); eine rückwirkende Zahlung bis zum Tag der Antragstellung ist nicht mehr möglich. Bei allen anderen Anlagen beginnt die Frist nach den Sätzen 1 und 2 grundsätzlich wie im EEG 2014 mit der Inbetriebnahme der Anlage. Dies gilt sowohl für Anlagen, deren Zahlungsanspruch gesetzlich bestimmt wird, als auch für Anlagen, deren Zahlungsanspruch wettbewerblich ermittelt wird. Die nachfolgenden Bestimmungen können hiervon Ausnahmen vorsehen. Dies gilt z. B. für Windenergieanlagen an Land, deren Genehmigung von Dritten beklagt wird (§ 36i EEG 2016).

Zu § 26 EEG 2016

Absatz 1 entspricht § 19 Absatz 2 EEG 2014. Er regelt den Anspruch auf die Abschlagszahlungen sowie die Fälligkeit am 15. Kalendertag für die Zahlungen für den jeweiligen Vormonat. Im Übrigen können die Grundsätze, die die Clearingstelle EEG zu Abschlagszahlungen entwickelt hat, weiterhin herangezogen werden.

Absatz 2 entspricht § 19 Absatz 3 EEG 2014, modifiziert diesen jedoch leicht. Satz 1 regelt, dass der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 weiterhin erst fällig wird, wenn die Daten nach § 71 EEG 2016 übermittelt worden sind. Dies gilt nach Satz 2 auch für die Abschläge. Hier wird in § 26 EEG 2016 jedoch klargestellt, dass dies erst gelten kann, wenn die Pflicht zur Übermittlung der Daten besteht. Da die Daten nach § 71 EEG 2016 bis Ende Februar übermittelt werden müssen, kann die Hemmung der Fälligkeit der Abschlagszahlung erst im März des auf die Inbetriebnahme folgenden Kalenderjahres eintreten.

Zu § 27 EEG 2016

§ 27 EEG 2016 ist inhaltsgleich mit § 33 EEG 2014.

Zu § 27a EEG 2016

§ 27a EEG 2016 stellt klar, dass bei Anlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen, die Eigenversorgung ausgeschlossen ist. Verstößt ein Anlagenbetreiber gegen diese Vorgabe, entfällt der Anspruch nach § 19 für das gesamte Kalenderjahr in dem der Verstoß erfolgt (vgl. § 52 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 und Satz 3 EEG 2016). Ausgenommen ist der Stromverbrauch der Anlage und der Neben- und Hilfsanlagen sowie etwaige Netzverluste. Andernfalls müssten Anlagenbetreiber hierfür Strom aus dem Netz beziehen. Solche untergeordneten Verbräuche zum Betrieb der Anlage und damit verbundener Einrichtungen sind damit ausgenommen. Die Ausnahme ist bewusst weiter

formuliert als in § 61 EEG 2016. Beispiele für Ausnahmen sind etwa bei Biomasseanlagen das Fermenterrührwerk, bei Solaranlagen der Strom, den der Wechselrichter verbraucht, und bei Windenergieanlagen der Strom, der für die Befeuerung verwendet wird. In allen Fällen fallen Netzverluste in der Netzanbindungsleitung und der Verkabelung zwischen mehreren Generatoren oder Anlagen unter die Ausnahme. Schließlich wird der Verbrauch von Strom in Stunden mit negativen Preisen von dem Verbot ausgenommen. Da in diesen Stunden keine Nachfrage nach diesem Strom besteht, kann er auch selbst verbraucht werden. Auch sofern der Strom nach § 19 Absatz 3 EEG 2016 nur zwischengespeichert und dann vollständig ins Netz eingespeist wird, entfällt der Förderanspruch nicht, da in diesen Fällen kein Eigenverbrauch stattfindet, sondern nur die Einspeisung ins Netz verschoben wird. Die Speicherverluste sind insofern kein unzulässiger Eigenverbrauch.

Zu § 28 EEG 2016

§ 28 EEG 2016 regelt das Ausschreibungsvolumen für die einzelnen Energieträger sowie die Gebotstermine. Die Ausschreibungstermine für Windenergie an Land und Photovoltaik erfolgen ab 2020 parallel. Bis dahin werden die Ausschreibungen für die einzelnen Technologien auf das Jahr verteilt. So muss die BNetzA möglichst wenige Ausschreibungen gleichzeitig bearbeiten und kann die Zuschläge in den einzelnen Ausschreibungen entsprechend möglichst zeitnah erteilen.

Absatz 1 regelt das Ausschreibungsvolumen und die Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land. Dabei beträgt das Ausschreibungsvolumen zunächst 2 800 Megawatt (brutto) pro Jahr. Ab dem Jahr 2020 beträgt das Volumen 2 900 Megawatt (brutto) pro Jahr.

Das Ausschreibungsvolumen wird auf die Ausschreibungstermine verteilt. Der erste Ausschreibungstermin ist der 1. Mai 2017. Aufgrund der Übergangsregelung wären für eine Ausschreibungsrunde bereits im Februar voraussichtlich nicht hinreichend Windenergieanlagen an Land vorhanden, die bereits eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz vorweisen können und zu einer Teilnahme berechtigt wären. Bis Ende 2019 finden die Ausschreibungen alle drei Monate statt. Aufgrund von Unsicherheiten über das tatsächliche Wettbewerbsniveau ist es sinnvoll, anfangs die Ausschreibungen mit geringerem Abstand zueinander und mit geringerem Volumen pro Ausschreibungsrunde durchzuführen. Hierdurch wirken sich Ausreißer in Folge eines Lernprozesses der Beteiligten weniger aus. Auch verringert sich das Risiko, dass Genehmigungen verfallen, die in einer Ausschreibung keinen Zuschlag erhalten haben. Vier Runden bedeuten allerdings auch einen höheren Verwaltungsaufwand als die bisher bei der Freiflächenausschreibung praktizierten drei Runden pro Jahr. Auch steigt das Risiko impliziter Absprachen. Aus diesem Grund werden nach der Einführungsphase ab 2020 wie bei Solaranlagen nur drei Ausschreibungsrunden pro Jahr durchgeführt.

Absatz 2 regelt das Ausschreibungsvolumen und die Gebotstermine für Solaranlagen. Das Ausschreibungsvolumen wird mit Blick auf die leicht erweiterte Flächenkulisse (Anlagen auf baulichen Anlagen, versiegelten Flächen und in bestehenden Gewerbegebieten) sowie die Einbeziehung großer Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden leicht erhöht und mit insgesamt 600 MW festgelegt. Die Anzahl der Ausschreibungen pro Jahr bleibt mit drei konstant. Freiflächenanlagen, die im jeweiligen Vorjahr außerhalb der Ausschreibung errichtet wurden, werden von dem Ausschreibungsvolumen abgezogen. Dies betrifft Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW, die unter die De-minimis-Grenze fallen.

Absatz 3 regelt das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen. Das Ausschreibungsvolumen für die Jahre 2017 bis 2019 berechnet sich nach Satz 1 Nummer 1 jeweils aus der Differenz zwischen dem Wert 150 Megawatt zu installierender Leistung und der Summe der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr installierten Leistung von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist. In den Jahren 2020 bis 2022 berechnet sich das Ausschreibungsvolumen jeweils aus der Differenz zwischen 200 Megawatt und der Summe der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr installierten Leistung von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist. Der anzulegende Wert wird nach § 22 Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 im Segment unter 150 kW gesetzlich bestimmt, was vor allem die sog. kleinen Gülleanlagen umfasst. An den Ausschreibungen werden sich voraussichtlich überwiegend Bestandsanlagen beteiligen. Es sind aber auch Neuanlagen zu erwarten. Im Übrigen wird sich der Neubau auf die Segmente unter 150 kW, also vor allem auf die sog. kleinen Gülleanlagen konzentrieren. Wenn die Vergütungsdauer von bestehenden Schwarzlaugeanlagen nach § 104 Absatz 3 EEG 2016 verlängert wird, wird deren installierte Leistung nicht von der Ausschreibungsmenge abgezogen. Denn da die Schwarzlaugeanlagen bereits 20 Jahre vor dem Verlängerungszeitpunkt in Betrieb genommen wurden, handelt es sich bei deren Leistung nicht um im vorangegangenen Jahr installierte Leistung im Sinn des Ab-

satzes 3. Angesichts des vergleichsweise geringen Ausschreibungsvolumens gibt es nur einmal jährlich einen Gebotstermin und zwar am 1. September. Die Ausschreibungsmengen werden zunächst für die nächsten sechs Jahre festgelegt und müssen nach Satz 2 dann mit Blick auf den ab Mitte der 2020er Jahre stark zunehmenden Rückbau von Nawaro-Anlagen für die Ausschreibungsrunden ab 2023 neu festgelegt werden.

Absatz 4 regelt das Ausschreibungsvolumen für Windenergie auf See unter Verweis auf das Windenergie-auf-See-Gesetz, in dem auch die Einzelheiten zu den Ausschreibungen für diese Technologie geregelt sind.

In Absatz 5 ist geregelt, dass sich das Ausschreibungsvolumen der Energieträger Windenergie an Land, Solar und Biomasse nach den Absätzen 1 bis 3 erhöht, wenn in einer vorherigen Ausschreibung der Gebotsumfang aller bezuschlagten Gebote für den Energieträger unterhalb des Ausschreibungsvolumens lag. Bei Solaranlagen ist auch die Menge der Gebote zu berücksichtigen, für die zwar ein Zuschlag erteilt, aber keine Zweitsicherheit hinterlegt worden ist. Die Erhöhung erfolgt durch die BNetzA als ausschreibende Stelle und wird vor dem Gebotstermin entsprechend bekannt gemacht.

Absatz 6 bestimmt, dass Zubaumengen, die bei separaten grenzüberschreitenden Ausschreibungen für das Inland bezuschlagt werden, von den regulären Ausschreibungsmengen abgezogen werden. Hierdurch wird sichergestellt, dass durch grenzüberschreitende Ausschreibungen der nationale Ausbaupfad eingehalten wird. Andernfalls könnte es durch grenzüberschreitende Ausschreibungen dazu kommen, dass mehr Anlagen in Deutschland installiert werden als nach § 4 EEG 2016 vorgesehen und dass dadurch das mit dem Ausbaupfad intendierte Ziel einer hohen Planungssicherheit für die übrigen Akteure des Strommarkts und auch für die Netze konterkariert würde.

Zu § 29 EEG 2016

Absatz 1 regelt die Bekanntmachung der Ausschreibungen durch die BNetzA. In der Regel soll sie acht Wochen vor jedem Gebotstermin das genaue Ausschreibungsvolumen, die jeweiligen Höchstwerte nach den §§ 36b und 37b EEG 2016, die zu verwendenden Formularvorlagen und die relevanten Festlegungen nach § 85 Absatz 2 EEG 2016 auf ihrer Internetseite bekannt machen. Diese Angaben sind Pflichtangaben, darüber hinaus kann die BNetzA weitere Informationen im Rahmen der Bekanntmachung zur Verfügung stellen. Insbesondere soll sie auf ihrer Homepage das Verfahren für die Ausschreibung so erklären, dass auch Bieter ohne große Professionalisierung das Verfahren verstehen können. Erfahrungen im Rahmen der FFAV haben gezeigt, dass die bereitgestellten Informationen es auch wenig professionalisierten Bietern ermöglichten, Gebote abzugeben, die den formellen Anforderungen entsprachen. Die BNetzA veröffentlicht ein Mal jährlich einen Hinweis auf die Ausschreibungen im Amtsblatt der Europäischen Union. Dies soll auch ausländische Unternehmen anregen sich an den Ausschreibungen in Deutschland zu beteiligen.

Nach Absatz 2 erfolgen die Veröffentlichungen nach Absatz 1 allein im öffentlichen Interesse.

Zu § 30 EEG 2016

§ 30 EEG 2016 regelt die Voraussetzungen für die Teilnahme an einer Ausschreibung. Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen, werden von der BNetzA nach § 33 EEG 2016 vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen.

Absatz 1 legt fest, welche Angaben ein Bieter bei der Abgabe eines Gebots machen muss, damit sein Gebot zum Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2016 zugelassen werden kann. Im Vergleich zur Freiflächenausschreibungsverordnung wurden die formellen Anforderungen deutlich reduziert, um die Zahl der Gebotsausschlüsse zu verringern; so wurde auf die zwingende Beifügung bestimmter Unterlagen wie des Katasterauszugs verzichtet.

Nach Nummer 1 ist der Name, die Anschrift, die Telefonnummer und die E-Mail-Adresse des Bieters der BNetzA mitzuteilen. Wenn der Bieter eine juristische Person oder eine rechtsfähige Personengesellschaft ist, müssen darüber hinaus ihr Sitz und der Name eines Bevollmächtigten benannt werden, der zum Abschluss von Rechtsgeschäften für die juristische Person oder die Personengesellschaft im Rahmen der Ausschreibungen befugt ist. Durch die Angabe der Anschrift und vor allem der Telefonnummer sowie der E-Mail-Adresse besteht eine einfache und schnelle Möglichkeit zur Kontaktaufnahme der BNetzA zu den Bietern. Hierdurch können Informationen zum Stand des jeweiligen Verfahrens schnell übermittelt werden. Die Kontaktdaten werden weder im Internet veröffentlicht noch weitergegeben. Ein Auswechseln der Kontaktperson bei Personengesellschaften und juristischen Personen ist zulässig, der BNetzA muss dies jedoch unverzüglich bekannt gegeben werden. Auf das Einreichen einer Vollmachtsurkunde, wie noch im § 6 Absatz 4 Nummer 4 FFAV gefordert, wird verzichtet, da dieses Erfordernis zu Verwirrungen der Bieter geführt hat. Weiterhin muss der Bieter mitteilen, wenn mindestens 25

Prozent der Stimmrechte oder des Kapitals bei einer anderen rechtsfähigen Personengesellschaft oder juristischen Person liegen. Letzteres dient insbesondere dazu, dass die Bundesregierung Kenntnis darüber erlangt, wie sich die Akteursstruktur durch die Einführung der Ausschreibungen verändert.

Nach Nummer 2 ist der Energieträger, für den das Gebot abgegeben wird, anzugeben. Dies bezieht sich auf die bestehenden Ausschreibungsgruppen. Es muss also angegeben werden, ob sich das Gebot auf Windenergie an Land oder eine Solaranlage bezieht. Bei den Solaranlagen muss die BNetzA darüber hinaus abfragen, auf welcher Fläche sich die Freiflächenanlagen befinden oder ob sie sich auf, an oder in Gebäuden einschließlich Lärmschutzwänden befinden.

Nach Nummer 3 ist der Gebotstermin der Ausschreibung, für die das Gebot abgegeben werden soll, anzugeben, um das Gebot sicher der richtigen Ausschreibung zuordnen zu können.

Nach den Nummern 4 und 5 muss der Bieter die genaue Gebotsmenge in kW ohne Nachkommastelle und den Gebotswert in Cent pro kWh mit zwei Nachkommastellen angeben. Der Gebotswert bezieht sich bei Windenergieanlagen an Land nicht auf den anzulegenden Wert für die einzelne Anlage, sondern auf eine Anlage mit 100 Prozent des Ertrages an einem Referenzstandort. Der konkrete anzulegende Wert für die jeweilige Anlage wird mittels Gutachten ermittelt.

Nummer 6 bestimmt, dass der Bieter im Gebot den Standort der Anlage genau angeben muss, auf dem die Anlage errichtet werden soll. Dabei muss er neben dem Bundesland und dem Landkreis auch die zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe aktuelle Bezeichnung der Flurstücke aus dem Liegenschaftskataster angeben. Die aktuelle Bezeichnung der Flurstücke umfasst neben der Angabe der entsprechenden Gemeinde auch die genaue Gemarkung und die Flur- und Flurstücksnummern. Bei Anlagen auf, an oder in Gebäuden ist darüber hinaus die postalische Adresse des Gebäudes anzugeben. Insgesamt dienen diese Angaben dazu, einen Projektbezug herzustellen. Das Gebot – und im Fall des Zuschlags auch dieser – beziehen sich auf Anlagen, die an diesem Standort errichtet werden. Bei Windenergieanlagen ist der Zuschlag an diesen Standort gebunden. Bei Solaranlagen besteht diese Bindung zunächst auch. Allerdings ist anders als bei den anderen Anlagentypen zu einem späteren Zeitpunkt die Übertragung des Zuschlags auf eine andere Fläche möglich; in diesem Fall verringert sich jedoch der anzulegende Wert (sog. „Übertragungspönale“). Auf das Beifügen eines Katasterauszugs wurde verzichtet, um das Verfahren schlanker zu gestalten.

Nummer 7 legt fest, dass der Bieter den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber benennen muss. Übertragungsnetzbetreiber ist immer der Übertragungsnetzbetreiber, der für das Netz regelverantwortlich ist, an das die Anlage angeschlossen wird. Die Angabe ist erforderlich, damit klar ist, welcher Übertragungsnetzbetreiber zu informieren ist.

Absatz 2 Satz 1 gibt eine Mindestgebotsgröße von 750 kW vor. Wird diese nicht eingehalten, wird das Gebot nicht zum Zuschlagsverfahren zugelassen. Kleinere Anlagen sollen nicht an Ausschreibungen teilnehmen, sondern erhalten einen gesetzlichen Zahlungsanspruch; der anzulegende Wert wird durch Gesetz bestimmt (siehe oben § 22 Absatz 3 EEG 2016 und die entsprechende Begründung). Eine freiwillige Teilnahme an der Ausschreibung ist nicht zulässig; hierdurch wird ein „Rosinenpicken“ verhindert. Für Biomasseanlagen wird nach Satz 2 die Mindestgebotsgröße abweichend mit 150 kW festgelegt. Grund ist, dass bei Biomasseanlagen auch Anlagen mit einer installierten Leistung von unter 750 kW in die Ausschreibungen einbezogen werden, damit ein ausreichender Wettbewerb besteht.

Absatz 3 erlaubt die Abgabe mehrerer Gebote. Für den Bieter besteht die Möglichkeit, das Bieterrisiko über mehrere Ausschreibungsrunden zu streuen und in den verschiedenen Ausschreibungen jeweils nur einen Teil der benötigten Zuschläge zu ersteigern. Es ist auch denkbar, zunächst nur Gebote für einen Teil der installierten Leistung einer Freiflächenanlage oder eines Windparks abzugeben und weitere Gebote erst kurz vor Inbetriebnahme der Anlage abzugeben. Professionelle Bieter haben die Möglichkeit, für mehrere Anlagen parallel Zuschläge zu erhalten. Bieter, die mehrere Gebote abgegeben haben, müssen diese Gebote nummerieren, damit die Zuschläge nach § 32 EEG 2016 eindeutig den jeweiligen Geboten zugeordnet werden können. Auch bei der Leistung der Sicherheit ist jeweils die Nummer des Gebots, für das die Sicherheit geleistet wird, anzugeben.

Zu § 30a EEG 2016

Nach Absatz 1 müssen Gebote den Formatvorgaben der BNetzA entsprechen. Ein massentaugliches Verfahren ist ansonsten nicht durchführbar.

Nach Absatz 2 müssen Gebote spätestens am Tag des Gebotstermins der BNetzA zugegangen sein, um zum Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2016 zugelassen werden zu können.

Absatz 3 eröffnet die Möglichkeit, die Gebote bis zum Gebotstermin zurückzunehmen. Voraussetzung hierfür ist der rechtzeitige Eingang einer entsprechenden schriftlichen oder elektronischen Rücknahmeerklärung bei der BNetzA. In diesem Fall fällt keine Pönale an. Bereits geleistete Sicherheiten werden in vollem Umfang nach dem Gebotstermin erstattet.

Absatz 4 regelt, dass Bieter an ihre Gebote gebunden sind, bis ihnen mitgeteilt wurde, dass sie keinen Zuschlag erhalten. Dies bedeutet, dass sie ihr Gebot nach Ablauf der Gebotsfrist nicht mehr zurücknehmen können. Bei Solaranlagen besteht allerdings mit § 37d Absatz 1 EEG 2016 eine hiervon abweichende speziellere Bestimmung.

Absatz 5 berechtigt die BNetzA, die Durchführung des Ausschreibungsverfahrens vollständig oder teilweise auf ein elektronisches Verfahren umzustellen. In diesem Fall kann die BNetzA insbesondere Vorgaben über die Authentifizierung für die gesicherte Datenübertragung festlegen. Dadurch kann das Verfahren beschleunigt und die Administrierbarkeit für Bieter und BNetzA erleichtert werden. Macht die BNetzA von dieser Kompetenz Gebrauch, entfallen die Schriftformerfordernisse.

Zu § 31 EEG 2016

Unter den Voraussetzungen des § 55 EEG 2016 müssen Bieter Pönalen leisten, sofern und soweit Zuschläge entwertet werden. Um diese potentiellen Pönalen zu sichern, müssen Bieter für ihre Gebote eine Sicherheit leisten. Die Einzelheiten zu diesen Sicherheiten regelt § 31 EEG 2016. Diese Bestimmung ist eng angelehnt an die entsprechende Regelung aus der Pilot-Ausschreibung (§ 16 FFAV).

Mit den Pönalen soll gewährleistet werden, dass ein Großteil der ausgeschriebenen Mengen tatsächlich realisiert wird. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Ausbauziele für erneuerbare Energien nicht erreicht werden. Denn mit der Ausschreibung wird durch das Ausschreibungsvolumen die Menge der jährlich installierten Leistung bereits weit vor der tatsächlichen Realisierung der Projekte begrenzt. Der Ausbau der mittels der EEG-Umlage finanzierten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann somit nicht größer sein als das Ausschreibungsvolumen. Die Anzahl der tatsächlich realisierten Projekte kann aber bei einer ungünstigen Entwicklung deutlich niedriger sein als das Ausschreibungsvolumen. Erfahrungen aus dem Ausland haben gezeigt, dass bei vielen Ausschreibungen im Bereich der erneuerbaren Energien die Realisierungsrate sehr niedrig war (teilweise unter 40 Prozent) und daher die Ausbauziele für erneuerbare Energien deutlich verfehlt wurden. Die Gründe hierfür können vielfältig sein. Zum einen sind die Projekte, mit denen sich Bieter in der Ausschreibung bewerben, zu diesem Zeitpunkt noch nicht errichtet. Das bedeutet, dass im Laufe des Genehmigungs- und Errichtungsprozesses noch Hindernisse auftreten können, die eine Projektrealisierung unmöglich machen oder die Kosten der Projekte stark steigen und daher die Projekte unrentabel werden lassen. In diesen Fällen wird der Bieter trotz Zuschlagserteilung ein Projekt nicht realisieren wollen oder können. Das gleiche gilt, wenn ein Bieter aus strategischen Gründen Gebote unterhalb der Projektkosten abgegeben hat, z. B. um andere Bieter aus dem Markt zu drängen. Darüber hinaus kann es auch aus anderen Gründen vorkommen, dass Bieter nicht ernsthaft vorhaben, ein Projekt zu realisieren, oder nicht über das ausreichende Know-how verfügen.

Demzufolge sind bei Ausschreibungen im Bereich der erneuerbaren Energien besondere Teilnahmebedingungen und die Pönalen bei Nichtrealisierung von zentraler Bedeutung. Je strenger die Bedingungen und je höher die Pönalen sind, desto höher ist in der Regel die Wahrscheinlichkeit, dass die Gebote in konkrete Projekte umgesetzt werden. Allerdings können solche Regelungen dazu führen, dass die Anzahl der Teilnehmer an der Ausschreibung reduziert wird, da für einige Bieter die Teilnahmebedingungen oder Risiken zu hoch sind. Zudem können infolge der höheren Risiken und des zusätzlichen administrativen Aufwands bei einer Ausschreibung die Kosten steigen. Gleichwohl sind diese Vorkehrungen notwendig, um einen Anreiz zur Realisierung zu setzen und sicherzustellen, dass nur wirklich seriös geplante Projekte an der Ausschreibung teilnehmen. Zwischen den Zielen Erreichung der Ausbauziele und Kosteneffizienz sowie der Akteursvielfalt bestehen Zielkonflikte, die austariert werden müssen, um alle Ziele möglichst gleichermaßen erreichen zu können. Das Gesetz sieht daher einen Mix aus Teilnahmevoraussetzungen und Pönalen vor.

Absatz 1 sieht die Pflicht zur Leistung einer Sicherheit vor. Diese Pflicht soll gewährleisten, dass an der Ausschreibung nur Bieter teilnehmen, die tatsächlich die Absicht haben, ein Projekt zu realisieren. Die Höhe der Sicherheit bestimmt sich nach den §§ 36a und 37a EEG 2016. Ohne eine entsprechende Sicherheit bestünde die

Gefahr, dass sich die Bieter in die Insolvenz flüchten, um den Pönalen zu entgehen. Da es im Bereich der erneuerbaren Energien üblich ist, für die einzelnen Projekte eigene Projektgesellschaften zu gründen, ist dies eine relevante Gefahr.

Nach Absatz 2 müssen Bieter bei der Sicherheitsleistung darauf achten, dass die Sicherheit eindeutig dem Gebot zugeordnet werden kann, für das die Sicherheit geleistet wird.

Absatz 3 regelt, in welcher Form die Sicherheitsleistungen bewirkt werden können. Diese Bestimmungen sind an die Regelungen in der ZPO und im BGB angelehnt, es handelt sich jedoch um ein Sicherungsmittel eigener Art. Die Bieter haben die Möglichkeit, eine Bürgschaft zugunsten des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers zu stellen und die entsprechende Bürgschaftserklärung bei der BNetzA zu hinterlegen. Alternativ können sie Geld auf ein Verwahrkonto der BNetzA einzahlen.

Absatz 4 legt bestimmte Anforderungen an die Bürgschaft fest.

Absatz 5 sieht vor, dass die BNetzA ein eigenes Verwahrkonto für die Sicherheitsleistungen einrichtet, auf dem die Bieter ihre Sicherheitsleistungen hinterlegen können. Die BNetzA ist berechtigt, diese Sicherheitsleistungen einzubehalten, bis die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme oder Rückgabe der Sicherheitsleistungen vorliegen. Die auf diese Konten eingezahlten Beträge werden nicht verzinst.

Zu § 32 EEG 2016

§ 32 EEG 2016 regelt das Zuschlagsverfahren. Dieses greift die Erfahrungen und die gesetzliche Regelung der Pilot-Ausschreibung auf (§ 12 FFAV).

Nach Absatz 1 Satz 2 öffnet die BNetzA die fristgerecht eingegangenen Gebote. Gebote, die nicht fristgerecht eingehen, werden vom Verfahren ausgeschlossen, eine weitere Prüfung erübrigt sich. Eine Öffnung der Gebote ist erst nach Ablauf der Frist für die Abgabe der Gebote zulässig.

Nach Satz 3 sortiert die BNetzA die Gebote aufsteigend nach dem Gebotswert (Nummer 1). Wenn die Gebotswerte von mehreren Geboten gleich sind, werden die Gebote nach der Gebotsmenge aufsteigend sortiert (Nummer 2). Nur soweit Gebotswerte und Gebotsmenge gleich sind, entscheidet das Los über die Reihenfolge. Die Entscheidung per Los ist nur erforderlich, wenn tatsächlich darüber entschieden werden muss, wer den Zuschlag erhält. Erhalten ohnehin beide Gebote einen Zuschlag, ist die Entscheidung per Los nicht erforderlich. In der Reihung können beide Gebote mit gleichem Rang eingeordnet werden. Dies gilt in gleicher Weise, wenn beide Gebote keinen Zuschlag erhalten.

Durch die Regelung, dass bei gleichen Gebotswerten Gebote mit kleineren Gebotsmengen vorgehen, werden insbesondere kleine und mittlere Unternehmen (KMU) und sonstige kleine Bieter begünstigt. Dies ist ein weiterer Baustein, um das Ziel zu erreichen, bei der Umstellung auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt zu erhalten (§ 2 Absatz 3 Satz 2 EEG 2016).

Nach Satz 4 prüft die BNetzA die Zulässigkeit der Gebote. Soweit keine Ausschlussgründe nach den §§ 33 und 34 EEG 2016 vorliegen, erteilt die BNetzA allen zulässigen Geboten einen Zuschlag, bis das Ausschreibungsvolumen erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten ist. Dieses Gebot, das erstmals das Ausschreibungsvolumen erreicht oder überschreitet, erhält noch einen Zuschlag im Umfang seiner Gebotsmenge. Alle Gebote oberhalb dieser Zuschlagsgrenze erhalten keinen Zuschlag mehr.

Letztlich ist die BNetzA nicht verpflichtet, alle Gebote vollumfänglich zu prüfen. Stellt sie einen Ausschlussgrund fest, genügt dieser, um das Gebot auszuschließen. Im Sinn einer Qualitätsprüfung und höherer Rechtssicherheit kann die BNetzA jedoch auch alle Ausschlussgründe prüfen und dem Bieter ggf. mehrere Ausschlussgründe mitteilen.

Absatz 2 bestimmt, dass die BNetzA alle Angaben der Bieter zu den bezuschlagten Geboten nach der Erteilung des Zuschlags erfasst.

Zu § 33 EEG 2016

Nach § 33 EEG 2016 muss (Absatz 1) bzw. kann (Absatz 2) die BNetzA bestimmte Gebote von dem Zuschlagsverfahren einer Ausschreibungsrunde ausschließen. Diese Ausschlussgründe entsprechen grundsätzlich den Regelungen bei der Pilot-Ausschreibung (§ 10 FFAV).

Nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 muss die BNetzA Gebote von dem Zuschlagsverfahren ausschließen, wenn die Anforderungen an Gebote nach den §§ 30 und 30a EEG 2016 nicht vollständig erfüllt sind. Nach Nummer 2 erfolgt ein Ausschluss auch, wenn die für den jeweiligen Energieträger vorgesehenen Anforderungen nicht erfüllt sind.

Nach Nummer 3 werden Gebote ausgeschlossen, wenn die Gebühr nach der Ausschreibungsgebührenverordnung nicht fristgemäß bis zum Gebotstermin gezahlt worden ist oder die Sicherheit nicht vollständig geleistet worden ist.

Gebote, die den Höchstwert für die jeweilige Ausschreibungsrunde oder im Falle von Biomasse-Bestandsanlagen entweder den absoluten Höchstwert nach § 39b Absatz 1 oder den individuellen Höchstwert nach § 39b Absatz 2 EEG 2016 überschreiten, sind nach Nummer 4 von dem Zuschlagsverfahren auszuschließen.

Darüber hinaus darf das Gebot keine Bedingungen, Befristungen oder sonstige Nebenabreden enthalten (Nummer 5).

Nach Nummer 6 muss das Gebot schließlich die Anforderungen einhalten, die durch Festlegungen der BNetzA nach § 85 Absatz 2 oder § 85a EEG 2016 getroffen werden.

Satz 2 regelt die Möglichkeit Angebote auszuschließen, wenn die Sicherheit oder Gebühr nicht zugeordnet werden kann. Das Ermessen ermöglicht es der BNetzA bei einer uneindeutigen Überweisung den Urheber zu ermitteln, wenn bis zum Gebotstermin ausreichend Zeit hierfür verbleibt.

Nach Absatz 2 kann die BNetzA im Rahmen einer Ermessensentscheidung Gebote von der Ausschreibung ausschließen, soweit der begründete Verdacht besteht, dass der Bieter keine Anlage auf dem angegebenen Standort plant. Ein solcher Verdacht kann dann bestehen, wenn auf den angegebenen Flurstücken bereits eine Anlage in Betrieb genommen worden ist oder die angegebenen Flurstücke der geplanten Anlage mit den in einem anderen Gebot in derselben Ausschreibung angegebenen Flurstücken oder mit den in einem anderen bezuschlagten Gebot in einer vorangegangenen Ausschreibung angegebenen Flurstücken ganz oder teilweise übereinstimmen. Ein solcher Verdacht besteht jedoch nicht in allen Fällen, in denen bereits Anlagen auf dem Grundstück stehen. Handelt es sich bei dem Gebot um ein Repoweringprojekt, kann der Bieter dies darstellen und so den Verdacht ausräumen.

Wenn kein begründeter Verdacht eines solchen Missbrauchs besteht, ist ein Ausschluss nach Absatz 2 in der Regel nicht geboten. Nach Absatz 2 Satz 2 darf die BNetzA ein Gebot insbesondere dann nicht ausschließen, wenn zu einer bereits errichteten oder geplanten Anlage weitere Anlagen hinzu gebaut werden sollen und hierfür Gebote abgegeben werden.

Wenn die BNetzA einen Missbrauchsverdacht hat, muss sie bei der Entscheidung eine Abwägung aller Umstände vornehmen und insbesondere die Schwere des Missbrauchs sowie dessen Auswirkungen für das Ausschreibungsergebnis berücksichtigen. Daneben besteht bei Windenergie an Land der weitergehende Ausschlussgrund nach § 36c EEG 2016, wonach Gebote vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen werden, wenn für die in dem Gebot angegebene Genehmigung bereits ein Zuschlag erteilt wurde, der zum Gebotstermin nicht entwertet wurde.

Zu § 34 EEG 2016

Nach § 34 EEG 2016 kann die BNetzA nicht nur einzelne Gebote, sondern auch Bieter und deren Gebote von der Ausschreibung ausschließen. Diese Regelung knüpft an § 11 FFAV und die Erfahrungen bei der Pilot-Ausschreibung an.

Nach Nummer 1 Buchstabe a können Bieter ausgeschlossen werden, wenn der begründete Verdacht besteht, dass sie in der jeweils laufenden oder in vorangegangenen Ausschreibungen vorsätzlich oder grob fahrlässig Gebote unter falschen Angaben oder unter Vorlage falscher Nachweise abgegeben haben. Darüber hinaus ist nach Buchstabe b ein Ausschluss eines Bieters möglich, wenn der begründete Verdacht besteht, dass der Bieter mit anderen Bietern Absprachen über die Höhe der Gebotswerte in der laufenden oder in einer vorangegangenen Ausschreibungsrunde getroffen hat.

Nach Nummern 2 und 3 wird ein – eventuell strategisch motiviertes – Verhalten des Bieters durch seinen Ausschluss von der Ausschreibung sanktioniert, da es die Ergebnisse der Ausschreibung verfälschen kann. Nach

Nummer 2 kann der Ausschluss erfolgen, wenn ein Bieter mehrmals Zuschläge aus mindestens zwei vorangegangenen Ausschreibungen vollständig verfallen ließ. Nach Nummer 3 kann der Ausschluss erfolgen, wenn ein Bieter mindestens zweimal keine Zweitsicherheit nach der Zuschlagserteilung geleistet hat.

Der Ausschluss von Bietern steht im Ermessen der BNetzA. Aufgrund der erheblichen Folgen für die betroffenen Bieter hat sie alle Umstände umfassend abzuwägen; eine möglichst umfassende Sachverhaltsermittlung sollte, sofern dies zeitlich möglich ist, stattfinden. Bei der Entscheidung muss die Schwere des Verstoßes sowie dessen Auswirkungen für das Ausschreibungsergebnis berücksichtigt werden.

Zu § 35 EEG 2016

§ 35 EEG 2016 regelt, wie die BNetzA die Ergebnisse des Ausschreibungsverfahrens bekannt gibt. Die Bestimmung orientiert sich an § 14 der FFAV. Die Bekanntgabe im Internet hat sich als probates Mittel zur schnellen und umfangreichen Information der Bieter bewährt.

Nach Absatz 1 gibt die BNetzA die wesentlichen Ergebnisse der Ausschreibung auf ihrer Internetseite bekannt. Nach Nummer 1 werden der Gebotstermin, der Energieträger und die zugeschlagenen Mengen veröffentlicht. Nach Nummer 2 muss bei der Bekanntmachung des Zuschlags insbesondere auch der Name des Bieters öffentlich bekannt gegeben werden, um klarzustellen, wer einen Zuschlag erhalten hat und für wen der Verwaltungsakt öffentlich bekannt gegeben wurde. Dies beinhaltet a) den Standort der geplanten Anlage, b) die Nummer des Gebotes falls der Bieter mehrere Gebote abgegeben hat und c) eine von der BNetzA vergebene eindeutige Zuschlagsnummer. Nummer 3 sieht die Veröffentlichung des jeweils höchsten und niedrigsten Gebotswerts vor, damit ein Eindruck entsteht, in welcher Größenordnung sich die Zuschläge bewegen. Schließlich veröffentlicht die BNetzA den mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswert (Nummer 4).

Absatz 2 bestimmt, dass die Zuschläge eine Woche nach der Veröffentlichung auf der Internetseite als bekannt gegeben gelten. Dies bedeutet auch, dass eine Woche nach der Veröffentlichung die Frist zur Leistung der Zweitsicherheit bei Solaranlagen nach § 37a Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 zu laufen beginnt. Auch die Frist für mögliche Klagen beginnt an diesem Tag zu laufen.

Absatz 3 verpflichtet die BNetzA, die Bieter, die keinen Zuschlag erhalten haben, zu unterrichten und ihnen die Gründe mitzuteilen, warum kein Zuschlag erteilt wurde. Wie zu § 32 EEG 2016 bereits dargestellt, ist die BNetzA nicht verpflichtet, eine vollumfängliche Auflistung aller Ausschlussgründe zu nennen.

Durch Absatz 4 wird die BNetzA verpflichtet, jeden Bieter, der einen Zuschlag erhalten hat, unverzüglich über die Zuschlagserteilung und den Zuschlagswert zu unterrichten.

Zu § 35a EEG 2016

§ 35a EEG 2016 regelt die Entwertung von Zuschlägen. Zuschläge werden entwertet, soweit die den Geboten zugrundeliegenden Projekte nicht realisiert werden. Mit der Entwertung der Zuschläge dokumentiert die BNetzA, dass die Zuschläge insoweit ihre Wirksamkeit i.S.d. § 43 VwVfG verloren haben. Dies ist wichtig, um die BNetzA in die Lage zu versetzen, möglichst zeitnah einen Überblick über die Nichtrealisierung von Projekten zu erhalten. Sie kann damit sich abzeichnende Abweichungen von der Erreichung der angestrebten Ausbauziele frühzeitig erkennen.

Absatz 1 benennt die Fälle, in denen eine Entwertung vorgenommen wird. Ein Zuschlag erlischt und muss in der Folge entwertet werden, wenn die Frist für die Realisierung nach § 36e Absatz 1 und 2 oder § 37d Absatz 2 EEG 2016 nicht eingehalten wird (Nummer 1). Nach Nummer 2 kann der Bieter einen Zuschlag für eine Solaranlage nach § 37d Absatz 1 EEG 2016 zurückgeben. Bei Windenergieanlagen ist eine solche Rückgabe nicht möglich. Hintergrund ist, dass die Pönale zu gering ist, um zu verhindern, dass Gebote aus strategischen Gründen zurückgezogen werden. Schon bei einem leichten Anstieg der Zuschlagspreise kann sich eine Rückgabe – verbunden mit einem neuen Gebot – lohnen. Deshalb wird die Möglichkeit der Rückgabe auf solare Strahlungsenergie beschränkt. Die BNetzA kann einen Zuschlag nach den allgemeinen Bestimmungen, insbesondere den §§ 48, 49 des Verwaltungsverfahrensgesetzes (VwVfG), zurücknehmen oder widerrufen (Nummer 3). Schließlich kann der Zuschlag durch Zeitablauf oder in sonstiger Weise seine Wirksamkeit verlieren (Nummer 4). Dies ist insbesondere der Fall, wenn der Zeitraum in dem ein Zahlungsanspruch nach § 25 EEG 2016 geltend gemacht werden kann, abgelaufen ist.

Absatz 2 betrifft die Fälle, in denen bereits eine Zahlungsberechtigung nach § 38 EEG 2016 ausgestellt wurde. Wird diese nachträglich aufgehoben, bestimmt Absatz 2, dass der der Zahlungsberechtigung zugrundeliegende Zuschlag ebenfalls entwertet wird.

Zu § 36 EEG 2016

§ 36 EEG 2016 legt über die Vorgaben des § 30 EEG 2016 hinaus weitere Voraussetzungen für die Teilnahme von Geboten im Bereich Windenergie an Land an einer Ausschreibung fest. Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen, werden von der BNetzA nach § 33 EEG 2016 vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Im Fokus der Regelungen stehen dabei eine größtmögliche Transparenz, ein einfaches Ausschreibungsverfahren sowie die Sicherstellung einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit. Hierfür sieht § 36 EEG 2016 insbesondere materielle Qualifikationsanforderungen an das spezifische Gebot vor. Flankiert wird § 36 EEG 2016 durch § 55 EEG 2016, welcher Regelungen für den Fall der Verzögerung oder Nichtrealisierung der Projekte (Pönalen) trifft.

Absatz 1 Nummer 1 regelt, dass nur Gebote für solche Projekte zugelassen werden, für die rechtzeitig, also spätestens drei Wochen vor dem Gebotstermin nach § 28 EEG 2016 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erteilt worden ist. Es kann auch ein Gebot abgegeben werden, in dem z. B. zwei unmittelbar benachbarte Projekte mit unterschiedlichen Genehmigungen zusammengeführt werden. Der Bieter kann auch entscheiden, dass nur einzelne Anlagen einer Genehmigung an der Ausschreibung teilnehmen und nur für diese ein Gebot abgeben.

Nach Nummer 2 müssen die erforderlichen Daten nach den §§ 30 und 36 EEG 2016 drei Wochen vor dem Gebotstermin vollständig an das Register gemeldet worden sein. Damit wird neben den materiellen Voraussetzungen und deren Nachweisführung auch der Zeitpunkt geregelt, bis zu dem die Meldungen an das Register vollständig erfolgt sein müssen, um an der jeweiligen Ausschreibungsrunde teilnehmen zu dürfen. Das Register ist in § 3 Nummer 39 EEG 2016 definiert. Die Fristen nach denen die Meldung an das Register erfolgen muss bleiben hiervon unberührt.

Durch die Vorgabe des Absatzes 1 Nummer 1 kann nur für die Projekte ein Gebot abgegeben werden, die bis zu einem Stichtag über eine entsprechende Genehmigung verfügen. Nach Nummer 2 muss diese Genehmigung auch an das Register gemeldet sein. Damit ist der potentielle Bieterkreis klar definiert. Damit besteht auch Klarheit über die Wettbewerbssituation. Große Akteure und Hersteller dürften ohnehin ein relativ gutes Bild der Wettbewerbslage haben. Die Transparenz des Registers schafft gleiche Wettbewerbsbedingungen für kleinere Akteure. Außerdem ist es für ein effizientes Ausschreibungsverfahren sowie ein geeignetes Monitoringverfahren erforderlich, eine hinreichende Transparenz über die Wettbewerbssituation und die räumliche Verteilung in der jeweiligen Ausschreibungsrunde herzustellen. Die BNetzA veröffentlicht die entsprechenden Angaben in dem Register.

Absatz 2 regelt, welche ergänzenden Angaben zu § 30 EEG 2016 den Geboten beigefügt werden müssen.

Nach Nummer 1 muss die Nummer genannt werden, unter der im Register die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz gemeldet worden ist. Alternativ kann auch eine Kopie der Meldung an das Register beigefügt werden. Dies ist insbesondere für die Fälle relevant, in denen die Meldung an das Register erst kurz zurück liegt

Nach Nummer 2 müssen das Aktenzeichen der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz sowie der Name und die Adresse der Genehmigungsbehörde, die die Genehmigung erteilt hat, beigefügt werden. Wird nur für einen Teil der Anlagen ein Gebot abgegeben, müssen die Anlagen benannt werden, für die das Gebot gelten soll. So kann für die übrigen von dieser Genehmigung erfassten Anlagen zu einem späteren Zeitpunkt ein Gebot abgegeben werden. Dies soll Anlagenbetreibern Flexibilität ermöglichen, insbesondere wenn eine Genehmigung von Drittbetroffenen nur in Bezug auf einzelne Anlagen angefochten wird.

Absatz 3 regelt, welche Nachweise dem Gebot beigefügt werden müssen.

Dabei handelt es sich nach Nummer 1 um eine Eigenerklärung, dass die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz auf den Bieter ausgestellt wurde. Sollte der Bieter nicht identisch sein mit dem Inhaber der Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, so bedarf es einer Erklärung des Inhabers der Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, dass der Bieter das Gebot mit Zustimmung des Inhabers der Genehmigung abgibt.

Nach Nummer 2 ist eine Eigenerklärung des Inhabers der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz beizufügen, dass kein wirksamer Zuschlag (auch nicht teilweise) aus früheren Ausschreibungen für Anlagen besteht, für die das Gebot abgegeben wurde. Sollte in vorhergegangen Ausschreibungsrunden ein Zuschlag bereits für einen Teil der von der Genehmigung abgedeckten Anlagenanzahl erteilt worden sein, so kann für die übrigen Anlagen in einer späteren Ausschreibung noch ein Gebot abgegeben werden.

Zu § 36a EEG 2016

§ 36a EEG 2016 regelt die Höhe der finanziellen Sicherheit für Windenergie an Land im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens. Sie beträgt 30 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung.

Neben der in § 36 Absatz 1 EEG 2016 geregelten materiellen Qualifikationsanforderung, also dem Nachweis über die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz wird mit § 36a EEG 2016 eine finanzielle Anforderung an den Bieter definiert. Die Sicherheit soll die Ernsthaftigkeit der Gebote sicherstellen und damit die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen. Außerdem dient sie der Absicherung möglicher Pönalen nach § 55 Absatz 1 EEG 2016 im Falle von Verzögerungen bzw. Nichtrealisierung.

Zu § 36b EEG 2016

Der Zubau der Windenergie im Jahr 2015 hat gezeigt, dass mit einem abgesenkten Anfangsvergütungssatz von 8,9 Cent/kWh sowie der Anpassung des Referenzertragsmodells im EEG 2014 Windenergieanlagen in ganz Deutschland an Standortgüten zwischen 65 bis 150 Prozent errichtet wurden. Aufgrund der quartalsweisen Degression, deren Höhe durch den atmenden Deckel bestimmt wird, wird sich der Anfangsvergütungssatz im Jahr 2016 entsprechend der Referenzertragslogik des EEG 2014 voraussichtlich in einer Bandbreite von 8,5 bis 8,8 Cent/kWh bewegen. Vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells sowie der Definition des Referenzstandortes, der erweiterten Differenzierung bis hin zu 70 Prozent-Standorten sowie der Umstellung auf ein einstufiges Vergütungssystem legt Absatz 1 den Höchstpreis für den 100 Prozent-Standort für das Jahr 2017 auf 7,00 Cent/kWh fest. Dieser Wert entspricht in grober Annäherung der Vergütungsstruktur des Jahres 2015, also einem Höchstwert von 8,9 Cent/kWh an einem 82,5 Prozent-Standort.

Der Höchstwert wird ab dem Jahr 2018 vor jeder Ausschreibungsrunde angepasst (Absatz 2). Er errechnet sich aus dem Durchschnitt der jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebote der letzten drei Runden. Hinzu kommt ein Sicherheitsaufschlag von 8 Prozent, der gewährleisten soll, dass die Ausbauziele auch erreicht werden, wenn die Kosten einer Windenergieanlage z. B. durch Inflation oder steigende Zinsen leicht ansteigen.

Der Höchstwert kann durch eine Festlegung der BNetzA nach § 85a EEG 2016 angepasst werden, wenn die entsprechenden Vorrausetzungen vorliegen.

Zu § 36c EEG 2016

Für den weiteren Erfolg der Energiewende ist der Ausbau der Netze von zentraler Bedeutung. Langfristig ist es günstiger, die kostengünstigsten Potenziale für Windenergie an Land im Norden zu erschließen und die hierfür erforderlichen Netze zu errichten, wie verschiedene Studien belegen. Deshalb sind in den vergangenen Jahren bereits erhebliche Anstrengungen des Bundes und der Länder unternommen worden, den Netzausbau voranzubringen. Trotz aller Anstrengungen wird es aber eine Übergangszeit geben, bis die erforderlichen Transportkapazitäten zur Verfügung stehen. Deshalb ist es sinnvoll, den Zubau im Norden in einer Übergangszeit zu begrenzen. Für diese Übergangszeit verfolgt das EEG 2016 das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien in der vorgeschlagenen Form besser mit dem Ausbau der Stromnetze zu verzahnen.

Absatz 1 beschreibt Ziel und Inhalt der Regelung. Dabei soll eine Steuerung des Windzubaus in dem Gebiet erfolgen, in dem die Netze durch den Zubau von Windenergieanlagen an Land besonders belastet sind. Auch in anderen Gebieten kann erheblicher Netzausbaubedarf bestehen. Das Netzausbaugebiet erfasst bei weitem nicht alle Gebiete, in denen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz besteht. Vielmehr wird das zusammenhängende Gebiet erfasst, in dem der größte durch Windenergie an Land verursachte Ausbaubedarf besteht. Ungeachtet dessen sind Bund und Länder bestrebt, den gesamten Netzausbau bundesweit gemeinsam voranzubringen.

Absatz 2 regelt die Festlegung des Netzausbaugebiets. Sie erfolgt durch Verordnung nach § 88b EEG 2016. Für die Festlegung wird auf die Daten und Auswertungen der aktuellsten Systemanalyse nach § 3 Absatz 2 ResKV und die Prognose nach § 13 Absatz 10 EnWG für den Zeitraum in drei bis fünf Jahren abgestellt. Die Systemanalyse wird von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich bis zum 30. März erstellt und bis zum 1. Mai von der

BNetzA bestätigt. Die Systemanalyse betrachtet einzelne besonders kritische und auslegungsrelevante Netzsituationen, die im Wesentlichen durch starke Windeinspeisung geprägt sind. Die Systemanalyse hat gegenüber anderen Quellen von Informationen zu Netzengpässen zwei grundlegende Vorteile. Sie ist in die Zukunft gerichtet und berücksichtigt die Wirkung neu errichteter Leitungen in den kritischen Netzsituationen als netzentlastend. Die Analyse bezieht sich auf das Übertragungsnetz, Netzengpässe im Verteilernetz sollen keine Auswirkungen auf das Netzausbaugebiet haben. Das Verteilernetz wird in der Regel schnell ausgebaut. Im Zweifelsfall ist der Netzausbau schon abgeschlossen und der Engpass beseitigt, bevor die Anlagen, deren Bau durch das Netzausbaugebiet gesteuert wird, realisiert werden.

Absatz 3 definiert die weiteren Kriterien zur Festlegung des Netzausbaugebiets. Das Netzausbaugebiet soll als zusammenhängende Fläche ausgewiesen werden. Das Instrument adressiert großräumige Probleme beim Transport von Strom. Außerdem ist darauf zu achten, dass in dem verbleibenden Gebiet (Süd- und Ostdeutschland) ausreichend Wettbewerb bei den Ausschreibungen herrscht. Etwaige Wettbewerbsverzerrungen sollen zudem durch ein kleines Netzausbaugebiet möglichst gering gehalten werden. Aus diesen und operativen Gründen wird eine zusammenhängende Region als Netzausbauregion vorgeschlagen, die nicht mehr als 20 Prozent der Bundesfläche ausmacht (Nummer 1). Nach Nummer 2 muss schließlich der Umfang der Überlastung des Übertragungsnetzes bewertet werden. Faktoren, die dabei berücksichtigt werden können, sind z. B. das Ausmaß der Überlastung, der Umfang der Abregelung von Windenergieanlagen an Land, die Potenziale für den weiteren Zubau von Windenergieanlagen an Land und das neue Instrument nach § 13 Absatz 6a EnWG (sog. „Nutzen statt Abschalten“). Die Festlegung des Netzausbaugebiets muss sich nach Nummer 2 an Netzgebieten oder Landkreisen orientieren.

Absatz 4 bestimmt eine Obergrenze, für die in dem Netzausbaugebiet Zuschläge erteilt werden dürfen. Diese beträgt 58 Prozent der im Jahresdurchschnitt der Jahre 2013 bis 2015 in der Region des Netzausbaugebietes in Betrieb genommenen installierten Leistung.

Absatz 5 beschreibt die Berücksichtigung der Gebote aus einem Netzausbaugebiet im Gebotsverfahren. Die Gebote werden grundsätzlich in die normale Reihung aufgenommen. Wird die in einer Ausschreibung höchstens zuzuschlagene Menge durch ein Gebot aus dem Gebiet erreicht oder überschritten, werden weitere Gebote aus dem Gebiet nicht mehr berücksichtigt. Die BNetzA erteilt Zuschläge für die jeweils nächststeureren Gebote, die nicht in dem Gebiet liegen.

Absatz 6 regelt die Evaluierung des Netzausbaugebiets und die Anpassung der Verordnung. Die Verordnung soll nur zu vorhersehbaren Zeitpunkten inhaltlich geändert werden können, um eine ständige Verunsicherung der Investoren zu vermeiden. Deshalb wird festgelegt, dass die Anpassung immer zum 1. Januar eines Jahres in Kraft tritt und nur alle zwei Jahre angepasst werden kann.

Zu § 36d EEG 2016

§ 36d EEG 2016 regelt den Ausschluss von Geboten für Windenergieanlagen, bei denen in früheren Ausschreibungsrunden bereits ein Zuschlag auf der Grundlage des Nachweises der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erteilt wurde und dieser Zuschlag noch nicht entwertet wurde. Die Regelung soll bewirken, dass solche Projekte auch bei leicht steigenden Kosten gebaut werden. Angesichts der vergleichsweise geringen Pönale in § 55 EEG 2016 für den Fall der Nichtrealisierung bestünde anderenfalls die Gefahr, dass steigende Zinsen oder Materialkosten dazu führen, dass für die Anlagen erneut geboten wird, um die höhere Vergütung zu erlangen. Die Sperrung nach § 36 EEG 2016 verhindert dies, da die langen Wartezeiten bis zur Möglichkeit eines erneuten Gebots wiederum zu Zinsverlusten führen.

Zu § 36e EEG 2016

Nach Absatz 1 erlischt der Zuschlag 30 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. Mit der Befristung wird ein klar definierter Zeitraum für den Bau und die Inbetriebnahme vorgesehen. Die Frist von 30 Monaten liegt deutlich über den durchschnittlichen Realisierungsfristen von Projekten nach Erteilung der Genehmigung. Derzeit gehen die ersten Anlagen eines Windparks durchschnittlich bereits 12 – 15 Monaten nach Erteilung der Genehmigung in Betrieb. Grundsätzlich sollte deshalb auch zukünftig 24 Monate nach Zuschlagserteilung ein Windpark vollständig errichtet sein. Die Zahlungsberechtigung soll aber erst erlöschen, wenn 30 Monate nach Zuschlagserteilung

keine Inbetriebnahme erfolgte. Damit besteht ein zeitlicher Puffer für nicht vorhersehbare Verzögerungen. Entsprechend § 55 Absatz 1 EEG 2016 fallen allerdings nach 24, 26 und 28 Monaten Pönalen in steigender Höhe an (siehe hierzu § 55 EEG 2016).

Nach Absatz 2 Satz 1 wird die Frist nach Absatz 1 einmalig verlängert, wenn gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz nach der Erteilung des Zuschlags ein Rechtsbehelf Dritter rechtshängig geworden ist (Nummer 1). Ein Rechtsbehelf ist jedes prozessuale Mittel zur Verwirklichung eines Rechts. Der Begriff umfasst damit neben gerichtlichen Rechtsmitteln auch Anträge an Behörden auf einstweiligen Rechtsschutz oder den Widerspruch bei der zuständigen Behörde. Außerdem muss die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung nach Nummer 1 in diesem Zusammenhang durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden sein (Nummer 2). Durch die Regelung nach Absatz 2 wird eine Sonderregelung für den Fall geschaffen, dass bei möglichen Rechtsbehelfen gegen die Genehmigung, die durch Dritte nach Zuschlagserteilung erwirkt wurden und aus denen sich Verzögerungen für das Projekt ergeben, der Zuschlag nicht nach 30 Monaten erlischt. Auf entsprechenden Antrag und Nachweis der in Absatz 2 Nummer 1 und 2 genannten Voraussetzungen wird die Frist einmalig verlängert. Die Entscheidung, ob die Frist verlängert wird ist eine gebundene Entscheidung. Die Dauer der Verlängerung liegt nach Satz 2 hingegen im Ermessen der BNetzA. Wobei die Verlängerung in der Regel nicht länger gewährt werden kann als die Genehmigung gültig ist. Der Antragsteller kann aber auch eine kürzere Verlängerung beantragen. Sinn der Regelung ist es, die negativen Folgen von Klagen, deren Erfolgsaussichten gering sind, zu begrenzen. Ist absehbar, dass durch die Klage eine sehr starke Verzögerung eintritt, ist es möglich, dass der Anlagenbetreiber besser beraten ist, keine Verlängerung zu beantragen, sondern den Zuschlag nach Absatz 1 verfallen zu lassen und anschließend in einer neuen Gebotsrunde ein Gebot abzugeben. Durch ein solches Vorgehen wird die Rechtsfolge nach § 36i EEG 2016 vermieden.

Zu § 36f EEG 2016

Entsprechend Absatz 1 sind die Zuschläge an die Windenergieanlagen gebunden, auf die sich die in dem Gebot angegebene Genehmigung bezieht, wechee entsprechend § 36 Absatz 2 EEG 2016 im Register gemeldet wurde. Eine Übertragung des Zuschlags auf Windenergieanlagen, die nicht durch die angegebene Genehmigung abgedeckt sind, ist ausgeschlossen. Diese Regelung sichert eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit sowie ein effizientes Ausschreibungsverfahren ab, da aufgrund des projektbezogenen Zuschlags der Bieter für sein spezifisches Projekt eine Kalkulation durchführt und auf dieser Basis ein Gebot abgibt, wobei Umfang der Anlagen sowie genehmigungsrechtliche Bedingungen dem Bieter bekannt sind.

Dabei ist eine Änderung der Genehmigung auch nach der Zuschlagerteilung ohne Verlust des Vergütungsanspruchs möglich. So regelt Absatz 2, dass sich der Zuschlag im Falle einer Änderung der Genehmigung nach Erteilung des Zuschlags auf die geänderte Genehmigung bezieht. Der Umfang des Zuschlags, also die installierte Leistung, für die der Zuschlag erteilt wurde, bleibt unverändert. Änderungen der Gesamtleistung in einem größeren Umfang liegen also in der Risikosphäre des Bieters. Sich gegebenenfalls daraus ergebene Pönalen sind durch § 55 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 geregelt, der eine Flexibilität von bis zu 5 Prozent im Hinblick auf die bezuschlagte Gesamtleistung einräumt. Wird für denselben Standort eine neue Genehmigung erwirkt, gilt der Zuschlag nicht für diese neue Genehmigung, selbst wenn sämtliche Parameter identisch mit der ursprünglichen Genehmigung sind.

Zu § 36g EEG 2016

Ziel der Regelung ist der Erhalt der Akteursvielfalt, die maßgeblich dafür ist, dass die Ausbauziele für erneuerbare Energien erreicht werden können. Insbesondere lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften haben wesentlich zur notwendigen Akzeptanz von neuen Windenergieprojekten an Land beigetragen. Ohne diese Akzeptanz ist der Ausbau der Windenergie in dem geplanten Umfang nicht zu erreichen. Durch § 36g EEG 2016 erhalten lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften im Sinn des § 3 Nummer 15 EEG 2016 die Möglichkeit, unter erleichterten Bedingungen an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land teilzunehmen.

Hintergrund dieser Regelung ist, dass die Vorlage einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung als Teilnahmevoraussetzung nach § 36 EEG 2016 häufig eine vergleichsweise hohe Schwelle für lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften bedeutet. Zwar sind die finanziellen Teilnahmevoraussetzungen mit 30 Euro pro Kilowatt relativ niedrig gewählt worden, so dass grundsätzlich auch kleine Akteure mit einer geringen Bonität an der Ausschreibung teilnehmen können. Es bleibt jedoch dabei, dass die Akteure nach § 36 EEG 2016 ihr Projekt weit

entwickeln müssen, ohne zu wissen, ob sie bei der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten. Die Projektentwicklung dauert bei Windenergieanlagen an Land 3 bis 5 Jahre, und die Entwicklungskosten betragen bis zur Genehmigung rund 10 Prozent der gesamten Investitionskosten. Wegen des Zuschlagrisikos muss ein Bieter befürchten, dass er die gesamten Entwicklungskosten verliert. Dies kann für kleine Bürgerenergiegesellschaften existenzbedrohend sein und dazu führen, dass diese von der Projektentwicklung abgeschreckt werden, da sie aufgrund dieses Risikos nicht ausreichend Eigenkapital von den Bürgern vor Ort für die Entwicklungsphase einsammeln können (siehe auch oben Allgemeiner Teil, II.9).

Um den lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften frühzeitig die notwendige Investitionssicherheit zu geben und ihnen so die Möglichkeit zu eröffnen, die Kosten für die Entwicklung der Projekte vor Ort bei den Bürgern einzusammeln, können sie bereits vor der Erteilung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ein Gebot nach § 36g EEG 2016 abgeben.

Absatz 1 stellt klar, dass es sich hierbei um eine Option handelt. Die Bürgerenergiegesellschaften können alternativ unter den Bedingungen nach § 36 EEG 2016 ein Gebot abgeben, ohne die Anforderungen nach § 36g einhalten zu müssen. Nur wenn sie diese Option nutzen wollen, müssen sie die in Absatz 1 genannten Anforderungen erfüllen.

Um sicherzustellen, dass dieses Gebot ernsthaft und belastbar ist, müssen sie nach Satz 1 anstelle der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ein Windgutachten, das den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht, für den Standort, auf dem die Windenergieanlagen geplant sind, vorlegen (Nummer 1), sie müssen ergänzend zu den Angaben nach §§ 30 und 36 Absatz 2 EEG 2016 die Zahl der geplanten Anlagen benennen (Nummer 2) und eine Eigenerklärung einreichen, dass sie bestimmte Anforderungen einhalten (Nummer 3). Durch Eigenerklärung muss nachgewiesen werden, dass die Gesellschaft zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe eine Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nummer 15 EEG 2016 ist (Buchstabe a), dass weder die Gesellschaft noch deren stimmberechtigte Mitglieder in den letzten 12 Monaten vor der Gebotsabgabe für ein anderes Projekt einen Zuschlag erhalten haben (Buchstabe b) und dass eine Flächensicherung für den geplanten Standort stattgefunden hat (Buchstabe c). Die Begrenzung der Zahl der Zuschläge ist erforderlich, um Missbrauchs- und Umgehungsmöglichkeiten auszuschließen. Bei falschen Angaben in der Eigenerklärung kann die BNetzA nach § 48 VwVfG den Zuschlag zurücknehmen und die Pönalen nach § 55 werden fällig. Darüber hinaus droht der Ausschluss von künftigen Ausschreibungen. Die genaue Form der Eigenerklärung kann von der BNetzA festgelegt werden.

Satz 2 bestimmt welchen Anforderungen die Windgutachten genügen müssen sowie die Akkreditierung der Gutachter. Die allgemeine Formulierung bedeutet, dass die Akkreditierung nicht nur bei der nationalen Akkreditierungsstelle möglich ist, sondern eine Akkreditierung bei einer im Rahmen des Multilateralen Abkommens der European Cooperation for Accreditation anerkannten Stelle ausreicht.

Die Sicherheit, die für die Projekte geleistet werden muss, beträgt ebenfalls 30 Euro pro Kilowatt installierter Leistung (§ 36a EEG 2016). Diese Sicherheit wird nach Absatz 2 für Bürgerenergiegesellschaften jedoch in eine Erst- und eine Zweitsicherheit aufgeteilt. Bei der Gebotsabgabe muss nur die Erstsicherheit hinterlegt werden, also nur die Hälfte der Sicherheit, die sonst bei der Gebotsabgabe nach § 36a EEG 2016 hinterlegt werden muss. Erst nach der Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung muss auch die Zweitsicherheit für die genehmigten Anlagen bei der BNetzA hinterlegt werden. Dies reduziert die finanziellen Risiken für die Bürgerenergiegesellschaft, weil sie zu dem Zeitpunkt der Gebotsabgabe nur eine abgesenkte Präqualifikation erfüllen muss.

Absatz 3 regelt weitere Erleichterungen für Bürgerenergiegesellschaften und das weitere Verfahren. Der Zuschlag ist zunächst nur an Anlagen in dem Landkreis gebunden, für den das Gebot abgegeben wurde (Satz 1, erster Halbsatz). Es gibt im Gegensatz zu § 36 EEG 2016 somit keine feste Standortbindung, sondern die Bürgerenergiegesellschaften können im ganzen Landkreis ihre Anlagen realisieren. Damit erhalten sie eine Flexibilität, falls z. B. aus naturschutzrechtlichen Gründen die Genehmigung an einem anderen Standort als den ursprünglich im Landkreis geplanten Standort realisiert wird.

Satz 1 zweiter Halbsatz verlängert schließlich die Realisierungsfrist für Gebote nach Absatz 1. Angesichts des wenig fortgeschrittenen Planungsstands ist sie deutlich verlängert. Der ursprüngliche Zuschlag, der nach Absatz 1 vor der Erteilung der Genehmigung bekanntgegeben worden ist, erlischt somit erst nach insgesamt 54 Monaten. Die Frist beginnt mit der Bekanntgabe des ursprünglichen Zuschlags und nicht mit der Zuordnungsentscheidung

der BNetzA. Sofern die Genehmigung beklagt wird, kann sich diese 54 Monate-Frist nach § 36e Absatz 2 EEG 2016 auch entsprechend verlängern.

Die Sätze 2 bis 5 regeln, wie dieser Zuschlag bestimmten Anlagen zugeordnet wird. Dies ist erforderlich, weil nach § 22 Absatz 2 Satz 1 EEG 2016 ein Zahlungsanspruch nur besteht, wenn ein Zuschlag für eine bestimmte Anlage erteilt wurde. Allein der Zuschlag löst also den Zahlungsanspruch nach § 19 EEG 2016 nicht aus. Vielmehr muss die BNetzA diesen Zuschlag einer bestimmten Anlage zuordnen. Dies erfolgt auf Antrag durch eine Entscheidung der BNetzA. Der Antrag muss innerhalb von 2 Monaten nach Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz gestellt werden. Mit dem Antrag müssen die Angaben nach § 36 Absatz 2 EEG 2016 gemacht werden, damit erfolgt die Festlegung auf eine oder mehrere Genehmigungen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz und die damit verbundene Festlegung des Standorts der Anlagen. Die Genehmigung muss sich auf Anlagen beziehen, die in dem Landkreis errichtet werden, der in dem ursprünglichen Gebot angegeben war. Weiterhin muss die Eigenschaft als Bürgerenergiegesellschaft erneut nachgewiesen werden. Sie muss demnach sowohl bei der Gebotsabgabe als auch bei der Zuordnung des Zuschlags gegeben sein. Die Einhaltung dieser Anforderungen in der Zwischenzeit ist hingegen nicht erforderlich, da dies ansonsten in der Praxis, insbesondere bei Fragen der Rechtsnachfolge, zu Problemen führen könnte. Wird im Übrigen die Zuordnung nicht innerhalb von 2 Monaten nach der Erteilung der Genehmigung beantragt oder wird der Antrag abgelehnt, fällt die Pönale in Höhe der Erstsicherheit an. Der ursprüngliche Zuschlag wird infolge dessen in dem Umfang, wie keine Zuordnung beantragt wird, entwertet (§ 35a Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016).

Nach Absatz 4 müssen der BNetzA zur Überprüfung der Eigenerklärungen auf Verlangen geeignete Nachweise vorgelegt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass das Vorliegen der Voraussetzungen überprüft werden kann.

Zu § 36h EEG 2016

Mit Absatz 1 wird die einstufige Vergütungssystematik bei der Windenergienutzung an Land eingeführt. Für jede Windenergieanlage wird auf Basis des Gebots auf den 100% Standort ein konkreter Vergütungssatz berechnet, der über den gesamten Vergütungszeitraum gemäß § 25 Absatz 1 EEG 2016 anzuwenden ist. Grundlage für die Berechnung des anzulegenden Wertes sind nach Satz 1 die beiden Parameter 1. Zuschlagswert am Referenzstandort und 2. der Gütefaktor. Der Zuschlagswert beschreibt die Vergütungshöhe für eine Anlage an einem Standort, an dem der Gütefaktor 100 Prozent ist und der im Rahmen einer Ausschreibung bieterspezifisch bezuschlagt wurde. Der Gütefaktor ist insbesondere abhängig von der Windhöffigkeit an dem Standort, an dem die Anlage, für die ein Zuschlag erteilt wurde betrieben wird. Um die Vergütungshöhe zu berechnen, wird der Zuschlagswert mit dem sogenannten Korrekturfaktor multipliziert. Ein Korrekturfaktor repräsentiert jeweils einen Gütefaktor zwischen 70 und 150 Prozent. In Satz 2 werden dabei sogenannte Stützwerte für die Korrekturfaktoren festgelegt, die Gütefaktoren in Dezimalschritten zwischen 70 und 150 Prozent beschreiben. Dabei gibt jeder erfolgreiche Bieter für jede spezifische Windenergieanlage einen Gütefaktor an. Dieser Gütefaktor ist auf Basis der Anforderung der Technischen Richtlinien, Teil 6, der Fördergesellschaft Windenergie zu berechnen. In einem Gutachten ist dieser Wert zu bestätigen. In der folgenden Tabelle werden auf Basis beispielhafter Zuschlagswerte für ausgewählte Gütefaktoren die anzulegenden Werte ermittelt.

					Zuschlagswert					
Gütefaktor in %	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Korrekturfaktor	1,29	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Vergütungssätze in Ct /kWh	7,74	7,74	6,96	6,42	6,00	5,64	5,34	5,10	4,86	4,74
	8,39	8,39	7,54	6,96	6,50	6,11	5,79	5,53	5,27	5,14
	9,03	9,03	8,12	7,49	7,00	6,58	6,23	5,95	5,67	5,53

Für die Berechnung der Korrekturfaktoren zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten ist nach Satz 3 linear zu interpolieren.

Beispiel für die Berechnung des Korrekturfaktors

– bei einem Gütefaktor von 75 Prozent:

– Korrekturfaktor = 1,29 + (1,16-1,29)/(0,8-0,7)*(0,75-0,7)= 1,225

– bei einem Gütefaktor von 102 Prozent:

– Korrekturfaktor = 1,00 + (0,94-1,00)/(1,1-1,0)*(1,02-1,0) = 0,988

Nach Satz 4 bleibt der Korrekturfaktor für Anlagen mit einem Referenzertrag unter 70 Prozent konstant. Dies gilt auch für Projekte mit einem Referenzertrag über 150 Prozent.

Satz 5 definiert den Begriff des Gütefaktors, der für die Anwendung der Stützwerte in Absatz 1 relevant ist. Er bildet das rechnerische Verhältnis in Prozent zwischen dem Referenzertrag und Standortertrag. Der Referenzertrag ist gemäß Anlage 2 Nummer 2 und der Standortertrag ist gemäß Anlage 2 Nummer 7 zu berechnen. Der Standortertrag stellt die Strommenge dar, die erwartungsgemäß an einem konkreten Standort eingespeist werden kann. Die Höhe des Standortertrags wird damit im Wesentlichen durch die Windhöffigkeit bestimmt. Die Technische Richtlinien 5 und 6 der FGW sowie ggf. weitere Richtlinien der FGW sind bei der Herleitung des Referenzertrags und des Standortertrags zu Grund zu legen.

Absatz 2 regelt, dass nach jeweils fünf Jahren Betriebszeit, also zuerst nach den ersten fünf Jahren, dann jeweils erneut nach weiteren fünf Jahren, die Höhe des Gütefaktors auf Basis des Standortertrags bezogen auf die vergangenen 5, 10 bzw. 15 Jahre ab Inbetriebnahme neu zu berechnen und in einem Gutachten zu bestätigen ist. Für die Ermittlung des Standortertrags werden entsprechend Anlage 2 Nummer 7 die tatsächlich eingespeiste Strommengen mit den weiteren zu berücksichtigenden Mengen, die nicht eingespeist werden konnten bzw. wurden, obwohl entsprechende Windbedingungen vorherrschten addiert. Dabei ist in jedem Gutachten die Abweichung zum jeweils vorhergehenden Gutachten festzustellen.

Wenn der neu berechnete Referenzertrag um mehr als zwei Prozent von dem Referenzertrag abweicht, der Grundlage für die Berechnung des anzulegenden Werts in dem entsprechenden Zeitraum war, ergeben sich Erstattungs- bzw. Rückzahlungsansprüche. Dabei wird unterstellt, dass die Zahlungen im gesamten Zeitraum gleichmäßig zu hoch, bzw. zu niedrig waren. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber zu hohe Zahlungen erhalten hat muss er die Rückzahlungen an den Netzbetreiber verzinsen, damit sich für ihn aus einem falschen Gutachten keine wirtschaftlichen Vorteile ergeben.

In Absatz 3 wird geregelt, dass der Anlagenbetreiber, der einen Zuschlag erhalten hat, rechtzeitig, spätestens aber am Tag vor der Inbetriebnahme, den Gütefaktor gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen hat. Dazu kann der Anlagenbetreiber ein Gutachten vorlegen, das auf der Grundlage der tatsächlich installierte Anlage und ggf. weiterer Windmessungen am Standort beruht und damit eine sehr hohe Qualität hat. Auch für die gegebenenfalls erforderlichen Anpassungen der Höhe des anzulegenden Wertes ist der Referenzertrag jeweils spätestens zwei Monate nach Ablauf der Fristen nach Absatz 2 Satz 1 gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen.

Absatz 4 beschreibt die Nachweisführung über die Höhe des Gütefaktors unter Verweis auf § 36g. Der Gütefaktor, der vor Inbetriebnahme oder zu einem späteren Zeitpunkt, im fünfjährigen Zyklus zu errechnen ist entspricht dem einfachen Verhältnis zwischen Standortertrag und Referenzertrag. Der Nachweis über die Höhe des Gütefaktors ist durch Gutachten zu erbringen, das den anerkannten Regeln der Technik entspricht. Dies wird nach § 36g Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 vermutet, wenn das Gutachten den Anforderungen der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6, der FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien oder einem anderen vergleichbaren Teil der Technischen Richtlinien in der zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens geltenden Fassung entspricht. Die Ermittlung des Standortertrags stellt eine wesentliche Neuerung dar. Eine Definition und ein Verfahren zur Herleitung des Standortertrags ist durch die FGW vorgesehen. Das Gutachten darf dabei nur von einer Institution erfolgen, die nach DIN EN ISO IEC 17025 akkreditiert ist und im Fall von Absatz 3 Nummer 2 genau den überprüften 5-Jahres-Zeitraum erfassen.

Zu § 36i EEG 2016

Für den Fall, dass der Bieter eine Verlängerung der Realisierungsfrist nach § 36e Absatz 2 EEG 2016 beantragt, beginnt der Zeitraum, in dem der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 besteht, trotzdem nach 30 Monaten zu

laufen. In diesem Fall verkürzt sich die Dauer des Anspruchs nach § 25 EEG 2016 um den Zeitraum der Verspätung. So wird der Druck erhöht, das Projekt rechtzeitig zu realisieren. Kann das Projekt nur mit starker Verspätung umgesetzt werden, ist es unter Umständen sinnvoller, den Zuschlag verfallen zu lassen und erneut in einer späteren Ausschreibung einen Zuschlag zu erwirken. Für Bürgerenergiegesellschaften ist für den Zeitraum des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 der Zeitpunkt der Bekanntgabe der Zuordnungsentscheidung maßgeblich.

Zu § 37 EEG 2016

§ 37 EEG 2016 regelt die Voraussetzungen für Gebote für große Solaranlagen. Er orientiert sich an § 6 der FFAV. Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen, werden von der BNetzA nach § 33 EEG 2016 vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Die Flächenkategorien werden im Gegensatz zur FFAV um die baulichen Anlagen und Flächen in Gewerbe- und Industriegebieten sowie Gebieten, für die ein Planfeststellungsbeschluss vorliegt, erweitert. Dabei orientieren sich die Definitionen an den bisherigen Regelungen in § 51 EEG 2014.

Absatz 1 Nummer 1 legt fest, dass der Bieter angeben muss, ob sich die Solaranlage in, an oder auf einem Gebäude oder an oder auf einer Lärmschutzwand befindet. In diesem Fall gelten keine weiteren Anforderungen an die Fläche; Planunterlagen sind dem Gebot nicht beizufügen. Dabei ist die Legaldefinition des Begriffs „Gebäude" in § 3 Nummer 23 EEG 2016 anzuwenden. Auch bei Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, die zu einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden sind (Nummer 2), gelten keine flächenbezogenen Anforderungen. Freiflächenanlagen (Nummer 3) müssen sich hingegen auf einer der genannten Flächenkategorien befinden. Die Forderung, in die Ausschreibung alle Flächen einzubeziehen, auf denen auch nach dem EEG 2014 Freiflächenanlagen errichtet werden durften, ergab sich in dem Konsultationsverfahren, dass das BMWi zu dem Eckpunktepapier „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen" durchgeführt hat. In der FFAV gelten Solaranlagen auf baulichen Anlagen und versiegelten Flächen nicht als Freiflächenanlagen und werden damit in der FFAV nicht von der Ausschreibung erfasst. Dies hat zu einer erheblichen Rechtsunsicherheit für Investoren geführt, da die genaue Abgrenzung zu Konversionsflächen äußerst schwierig ist. Bei den Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben wurde die Anforderung, dass bei der Überlassung der Flächen an den Projektierer die Fläche bereits vorentwickelt sein musste, gestrichen, da in der Praxis die Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA) keine Flächen für Investoren vorentwickelt. Stattdessen müssen diese Flächen in der Zeit seit dem 1. Januar 2014 mindestens einmal von der BImA verwaltet worden sein. Darüber hinaus muss die BImA auf ihrer Internetseite diejenigen Flächen veröffentlichen, die für die Bebauung mit einer Freiflächenanlage entwickelt werden können. Dabei sind die jeweiligen naturschutzfachlichen Belange zu beachten.

In Buchstabe i werden erstmals Grünflächen als zulässige Flächen für die Errichtung von Freiflächenanlagen definiert. In der Sache können hier Gebote aber nur Zuschläge erhalten, wenn ein Bundesland von der Verordnungsermächtigung in § 37c Abs. 2 EEG 2016 gebraucht gemacht hat.

Sofern Flächen unter mehrere der in Absatz 1 genannten Flächen fallen, ist grundsätzlich die Reihenfolge zwischen den Nummern 1, 2 und 3 maßgeblich. Sofern die Solaranlage sich auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage befindet, die sich auf einer Konversionsfläche befindet, müssen nicht die zusätzlichen Anforderungen für Konversionsflächen eingehalten werden.

Plant der Bieter eine Freiflächenanlage, muss er nach Absatz 2 Nachweise und Erklärungen mit dem Gebot einreichen, um zum Zuschlagsverfahren zugelassen zu werden. Nach Absatz 2 Satz 1 müssen die Bieter erklären, dass sie Eigentümer der Fläche sind oder dass der Eigentümer des Gebäudes oder der Fläche mit der Nutzung zum Zweck der Erzeugung von solarer Strahlungsenergie durch den Bieter einverstanden ist. Nach Absatz 2 Satz 2 sind weitere Nachweise zu erbringen. Bieter, die Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen oder auf versiegelten Flächen, die zugleich sonstige bauliche Anlagen nach Absatz 1 Nummer 2 sind, planen, müssen diese Nachweise nach Nummer 1 nicht einreichen. Sofern sie aber Nachweise nach Nummer 1 Buchstabe c oder d einreichen, reduziert sich die Sicherheit nach § 37a auch für diese Gebote. Für große Solaranlagen in, an oder auf Gebäuden soll es hingegen keine materiellen Qualifikationsanforderungen geben. Hintergrund der Abweichung von den Anforderungen an die Freiflächenanlagen ist, dass im Dachanlagenbereich grundsätzlich keine genehmigungsrechtlichen oder bauplanerischen Anforderungen an die Errichtung der Anlage gestellt werden.

Nach Nummer 1 muss der Bieter mindestens die Kopie des Aufstellungs- oder Änderungsbeschlusses für den Bebauungsplan vorlegen. Damit soll sichergestellt werden, dass die Gebote auf die konkrete Errichtung einer

Anlage ausgerichtet sind und die konkreten Planungen für ein Projekt bereits begonnen haben und die Gemeinde bereits durch den Aufstellungs- oder Änderungsbeschluss gezeigt hat, dass die Errichtung einer Freiflächenanlage grundsätzlich auf dem angegebenen Standort in Betracht kommen kann. Nur bei Anlagen im Bereich eines Bebauungsplans, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht zu dem Zweck geändert wurde, eine Solaranlage zu errichten, ist es nicht erforderlich, dass der Bebauungsplan den Zweck hat, eine Solaranlage zu errichten. In allen anderen Fällen ist dies nach Buchstabe a bis c erforderlich.

Wenn der Planungsstand für die Projekte schon weiter vorangeschritten ist, kann der Bieter auch statt des Aufstellungs- oder Änderungsbeschlusses der BNetzA den Offenlegungsbeschluss nach § 3 Absatz 2 des Baugesetzbuchs (BauGB) oder einen beschlossenen Bebauungsplan vorlegen. Bei Vorliegen von letzterem wird die Zweitsicherheit und die Pönale halbiert. Diese Regelung soll insbesondere kleinen Bietern zugutekommen, die regelmäßig nur ein Projekt vorantreiben und insofern frühzeitig konkrete Unterlagen vorweisen können, die aber zugleich Schwierigkeiten haben, hohe Sicherheiten zu leisten. Da mit den Unterlagen über den fortgeschrittenen Planungsstand die Ernsthaftigkeit der Projektierung als belegt angesehen werden kann, kann die finanzielle Sicherheit entsprechend vermindert werden. Die Bauleitpläne sind in Kopie beizufügen; es muss für die BNetzA erkennbar sein, dass das zuständige Kommunalorgan den entsprechenden Beschluss gefasst hat.

Ist für die Freiflächenanlage eine fachplanerische Zulassung erforderlich (Buchstabe d), können die Unterlagen nach Buchstabe a bis c oder einen Planfeststellungsbeschluss, eine Plangenehmigung oder einen Beschluss über eine Planänderung, die zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung von Solaranlagen beschlossen worden ist, vorgelegt werden.

Nummer 2 verlangt eine Bestätigung, dass die Angabe des Standorts der Freiflächenanlage nach § 30 Absatz 1 Nummer 6 dem gleichen Standort entspricht, der Gegenstand des Planungsverfahrens ist. Da die Unterlagen der Planungsverfahren regelmäßig keine Angaben des genauen Standortes enthalten, sondern vielfach nur Kartenausschnitte, um die Lage der für Freiflächenanlagen vorgesehenen Flächen zu bezeichnen, wird vom Bieter verlangt, die Übereinstimmung der Dokumente mit den Standortdaten zu bestätigen.

Absatz 3 regelt eine Höchstgröße für die Gebote von 10 MW. Die Höchstgrenze ist identisch mit der Begrenzung der Größe einer förderfähigen Freiflächenanlage in § 51 Absatz 1 EEG 2014

Zu § 37a EEG 2016

§ 37a EEG 2016 regelt die Sicherheiten für Solaranlagen. Diese Sicherheiten sind erforderlich, um eine hohe Realisierungsrate sicherzustellen (weiteres zu den Sicherheiten führt die Begründung zu § 31 EEG 2016 aus).

Nach Satz 1 muss ein Bieter eine Sicherheit bei der BNetzA hinterlegen. Die Sicherheit beträgt in der Regel 50 Euro je kW installierter Leistung.

Nach Satz 2 unterteilt sich die Sicherheit in eine Erstsicherheit von 5 Euro je kW installierter Leistung (Nummer 1) und eine Zweitsicherheit von 45 Euro je kW installierter Leistung (Nummer 2). Die Höhe der Zweitsicherheit reduziert sich auf 20 Euro je kW installierter Leistung, wenn der Bieter nach § 37 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe c oder d EEG 2016 einen fortgeschrittenen Genehmigungsstand seines Projektes nachweist. Diesen Nachweis muss er für Freiflächenanlagen oder kann ihn für Solaranlagen auf baulichen Anlagen oder versiegelten Anlagen erbringen. Wie bei § 37 Absatz 2 EEG 2016 erläutert, bestehen aber für Dachanlagen keine Anknüpfungspunkte für materielle Qualifikationsanforderungen. Grundsätzlich ist deshalb eine Zweitsicherheit von 45 Euro pro kW für Dachanlagen gerechtfertigt.

Durch die Erstsicherheit wird die potentielle Forderung der Übertragungsnetzbetreiber nach § 55 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2016 abgesichert. Die Erstsicherheit soll gewährleisten, dass an der Ausschreibung nur Bieter teilnehmen, die tatsächlich die Absicht haben, ein Projekt zu realisieren. Bieter ohne Realisierungsabsicht sollen von der Gebotsabgabe abgehalten werden. Zugleich soll den Geboten eine gewisse Verbindlichkeit gegeben werden, um strategisches Bieten zu verringern. Die Bieter müssen daher eine Pönale leisten, wenn sie ihre Gebote nach der Erteilung eines Zuschlags verfallen lassen, indem sie die Zweitsicherheit nicht fristgerecht nach § 37a Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 geleistet haben. Ohne eine entsprechende Sicherheit bestünde die Gefahr, dass sich die Bieter in die Insolvenz flüchten, um der Forderung nach § 55 EEG 2016 zu entgehen. Dies ist insbesondere im Bereich großer Solaranlagen, bei denen vielfach für die einzelnen Projekte eigene Projektgesellschaften gegründet werden, eine relevante Gefahr.

Die Pönale bei Nichtbereitstellung der Zweitsicherheit hat nur dann eine glaubhaft drohende Wirkung, wenn die Sanktion nach § 55 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 EEG 2016 durch die Erstsicherheit abgesichert wird. Die Höhe der Erstsicherheit bestimmt sich nach Satz 2 Nummer 1. Als Erstsicherheit müssen nach Satz 2 Nummer 1 die Bieter entsprechend der gebotenen Gebotsmenge pro kW 5 Euro leisten. Daher müssen z. B. Bieter, die in ihrem Gebot eine installierte Leistung von 5 MW als Gebotsmenge angegeben haben, 25 000 Euro bei der BNetzA hinterlegen, um die Forderung der Übertragungsnetzbetreiber nach § 55 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 EEG 2016 abzusichern.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick, welchen Anteil die Erstsicherheit an den Investitionskosten ausmacht:

Anlagengröße der Solaranlage	Investitionskosten (in Mio. Euro)	Höhe der Erstsicherheit (in Euro)	Anteil (in %)
1 MW	rd. 1	5.000	0,5%
5 MW	rd. 5	25.000	0,5%
10 MW	rd. 10	50.000	0,5%

Nach Satz 2 Nummer 2 ist eine Zweitsicherheit zu leisten. Diese Zweitsicherheit ist innerhalb von zehn Werktagen, nachdem die BNetzA den Zuschlag öffentlich bekannt gegeben hat, zu hinterlegen. Hierbei handelt es sich um eine materielle Ausschlussfrist, so dass eine Wiedereinsetzung in den vorherigen Stand nach § 32 Absatz 5 VwVfG ausgeschlossen ist. Ohne eine entsprechende Zweitsicherheit bestünde die Gefahr, dass sich die Bieter in die Insolvenz flüchten, um der Pönale zu entgehen. Dies ist insbesondere im Bereich großer Solaranlagen, bei denen vielfach für die einzelnen Projekte eigene Projektgesellschaften gegründet werden, eine relevante Gefahr. Die Zweitsicherheit bildet in Ergänzung zur Erstsicherheit die gesamte Sicherheit. Im Gegensatz zur FFAV kann so der Verwaltungsaufwand reduziert werden: Anstatt die Erstsicherheit nach dem Stellen der Zweitsicherheit zurück zu überweisen, wird sie nun Teil der Zweitsicherheit.

Die Drohung mit einer Pönale bei Nichtrealisierung hat nur dann eine Wirkung, wenn diese Sanktion abgesichert wird. Als Zweitsicherheit müssen entsprechend der Gebotsmenge, für die ein Zuschlag erteilt worden ist, pro kW 45 Euro bei der BNetzA hinterlegt werden. Für eine geplante Solaranlage mit einer installierten Leistung von 5 MW sind demnach 225 000 Euro zu hinterlegen. Dies entspricht einem Anteil von rund 2 bis 3 Prozent der Zahlungssumme, die im Lauf der 20-jährigen Zahlung des Anspruchs nach § 19 EEG 2016 von der Anlage eingenommen wird. Dieser Betrag liegt in der Größenordnung der Planungs- und Genehmigungskosten für diese Anlagen. Hierdurch soll eine ausreichend abschreckende Wirkung erzielt werden, damit die Projekte, für die Gebote abgegeben wurden, auch tatsächlich realisiert werden, ohne dass die Förderkosten zu stark steigen und nicht zu viele Akteure aufgrund dieser Hürde aus dem Markt gedrängt werden.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick, welchen Anteil die Zweitsicherheit an den Investitionskosten ausmacht (Schätzung):

Größe der Solaranlage	**Investitionskosten (in Mio. Euro)**	**Höhe der Zweitsicherheit (in Euro)**	**Anteil (in %)**	**Reduzierte Höhe (bei fortgeschrittenem Projektstand, in Euro)**	**Anteil (in %)**
1 MW	rd. 1	45.000	4,5%	20.000	2,0%
5 MW	rd. 5	225.000	4,5%	100.000	2,0%
10 MW	rd. 10	450.000	4,5%	200.000	2,0%

Der prozentuale Anteil der Pönale an den Investitionskosten liegt auch im Rahmen dessen, was in anderen Ländern im Rahmen von Ausschreibungsverfahren gefordert wird.

Wenn die Zweitsicherheit nicht frist- und formgerecht bei der BNetzA hinterlegt worden ist, erlischt nach § 37d EEG 2016 der Zuschlag vollständig. Der Zuschlag ist daher auflösend bedingt durch die Einzahlung der Zweitsicherheit bei der BNetzA. Darüber hinaus muss eine Pönale in Form der Erstsicherheit nach § 55 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2016 an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden.

Zu 37b EEG 2016

Absatz 1 bestimmt die Höhe des Höchstwertes für große Solaranlagen. Nach § 8 FFAV orientierte sich der Höchstwert noch am anzulegenden Wert für Anlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung bis einschließ-

lich 1 MW. Er wird im EEG 2016 erheblich abgesenkt. Die Erfahrungen aus den ersten Freiflächenausschreibungen haben gezeigt, dass der Höchstwert zu hoch angesetzt war. Er orientiert sich jetzt an dem anzulegenden Wert für Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis 750 kW unter Berücksichtigung des atmenden Deckels.

Nach Absatz 2 wird dieser Höchstwert degressiv, wie der anzulegende Wert für Solaranlagen auf Gebäuden unterhalb von 1 MW nach § 49 Absatz 1 bis 4 EEG 2016 entsprechend dem jeweiligen Zubau ausgestaltet.

Die Berechnung des Höchstwerts ist transparent, damit alle Bieter dieselben Voraussetzungen haben. Sollten die Erfahrungen der Ausschreibungen zeigen, dass der Höchstwert zu hoch oder zu niedrig liegt, kann die BNetzA im Rahmen einer Festlegung nach § 85a EEG 2016 die Höhe des Höchstwertes neu festlegen.

Zu § 37c EEG 2016

In Absatz 1 wird grundsätzlich in Fortführung der Regelungen der die Anzahl der jährlich bezuschlagten Gebote auf tatsächlich genutzten Ackerflächen in benachteiligten Gebieten jenseits der in § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis g EEG 2016 genannten Flächen auf maximal zehn begrenzt. Dabei werden die Gebote auf Flächen nach Buchstabe h grundsätzlich im Rahmen des Zuschlagsverfahrens nach § 32 Absatz 1 EEG 2016 mit den anderen Geboten sortiert und bezuschlagt. Es gibt somit kein gesondertes Zuschlagsverfahren. Erst wenn die Anzahl der Zuschläge in dieser Flächenkategorie zehn übersteigt und für diese zehn auch entsprechende Zweitsicherheiten gezahlt worden sind, dürfen in dem entsprechenden Kalenderjahr keine weiteren Zuschläge für Gebote auf dieser Flächenkategorie erteilt werden. Darüber hinaus wird geregelt, dass grundsätzlich Freiflächenanlagen auf Grünflächen nach § 37 Absatz 2 Nummer 3 Buchstabe i EEG 2016 keinen Zuschlag erhalten dürfen, sofern eine Verordnung auf der Grundlage von Absatz 2 nicht etwas anderes vorsieht.

In Absatz 2 wird eine Länderöffnungsklausel aufgenommen. Die Landesregierungen können im Rahmen von einer Landesverordnung regeln, dass über die Begrenzung nach Absatz 1 für Gebote auf Ackerflächen oder Grünflächen in benachteiligten Gebieten für Gebote in ihrem Landesgebiet nicht gelten soll oder zumindest mehr Gebote als in Absatz 1 festgelegt, bezuschlagt werden können. Sofern die jeweiligen Landesregierungen von dieser Verordnungsermächtigung Gebrauch gemacht haben, muss die BNetzA für Gebote für geplante Freiflächenanlagen in diesem Bundesland abweichend von Absatz 1 Zuschläge entsprechend der Verordnung erteilen und dies entsprechend bei den Zuschlägen nach Absatz 3 registrieren.

Zu § 37d EEG 2016

In § 37d EEG 2016 ist geregelt, unter welchen Umständen ein Zuschlag erlischt. Diese Vorschrift gilt nur für Solaranlagen. Für Windenergieanlagen ist eine solche Regelung, die auch eine Rückgabe des Zuschlags ermöglicht, nicht vorgesehen. Sie wäre bei Windenergieanlagen an Land auch nicht sinnvoll, da sie hier zu strategischem Verhalten anreizen würde.

Nach Absatz 1 kann der Bieter jederzeit die Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots ganz oder teilweise zurückgeben. Die Rückgabeerklärung muss der Schriftform genügen bzw. nach seiner Einführung den Vorgaben des elektronischen Verfahrens gem. § 30a Absatz 5 folgen. Die BNetzA hat die mit dem Zuschlag registrierte Gebotsmenge in dem zurückgegebenen Umfang zu entwerten. Die vom Bieter daraufhin zu leistende Pönale richtet sich nach § 55 Absatz 3, Satz 1 Nummer 2 und Satz 3 und 4.

Ein Zuschlag erlischt nach Absatz 2 Nummer 1, wenn nicht innerhalb von zehn Werktagen nach der Bekanntgabe des Zuschlags die Zweitsicherheit geleistet worden ist. Der Zuschlag ist auflösend bedingt durch die Einzahlung der Zweitsicherheit bei der BNetzA. Darüber hinaus muss eine Pönale nach § 55 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2016 an die Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden. Hierdurch wird sichergestellt, dass den Geboten eine gewisse Verbindlichkeit zukommt und man nach der Erteilung eines Zuschlags nicht ohne Nachteile den Zuschlag verfallen lassen kann. Ohne eine solche Sanktion können Gebote von Bietern, denen es an einer Motivation für die Projektrealisierung mangelt, sowie strategische Gebote nicht wirksam verhindert werden. § 55 Absatz 7 EEG 2016 sieht darüber hinaus vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber sich aus den bei der BNetzA hinterlegten Sicherheitsleistungen befriedigen dürfen. Dies ist dann der Fall, wenn der Bieter die Zweitsicherheit nicht fristgerecht bei der BNetzA eingereicht hat und nicht innerhalb von einem Monat nach Ablauf der Frist des Absatzes 4 die Forderung des Übertragungsnetzbetreibers vom Bieter erfüllt worden ist.

Nummer 2 legt eine Frist zur Ausstellung der Zahlungsberechtigung fest. Beantragt der Bieter nicht innerhalb von 24 Kalendermonaten nach der Bekanntgabe des Zuschlags nach § 35 Absatz 1 EEG 2016 die Ausstellung der aufgrund der Zuschlagserteilung registrierten Gebotsmenge, wird die noch verbleibende Gebotsmenge von der

BNetzA entwertet. Voraussetzung zur Wahrung der Frist ist nicht nur die Stellung eines Antrags, sondern auch dessen erfolgreiche Bescheidung; die Ausstellung darf auch nicht später zurückgenommen worden sein. Wenn die Ausstellung später zurückgenommen worden ist, gilt der Antrag nicht als wirksam gestellt, so dass die Frist durch den Antrag nicht gewahrt worden ist. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass die Solaranlagen spätestens 24 Monate nach dem Zuschlag realisiert werden. Wenn der Bieter nicht innerhalb dieser Zeit die Ausstellung der Zahlungsberechtigungen für eine Solaranlage beantragt, wird die nicht zugeteilte Gebotsmenge entwertet und der Bieter muss nach § 55 EEG 2016 eine Strafe zahlen. Ziel dieser Regelung ist es, den Druck auf die Realisierung der geplanten Projekte zu erhöhen, um der bei vielen Ausschreibungen im Ausland festgestellten niedrigen Realisierungsrate entgegenzuwirken.

Absatz 3 regelt, dass sich das Ausschreibungsvolumen nach § 28 Absatz 2 EEG 2016 um die Menge der Gebote nach Absatz 1 Nummer 1 erhöht, die entwertet werden, weil keine Zweitsicherheit hinterlegt wird.

Zu § 38 EEG 2016

Voraussetzung für den Zahlungsanspruch nach § 19 EEG 2016 ist die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung für die entsprechende Solaranlage. Diese Zahlungsberechtigung entspricht im Ansatz der Förderberechtigung nach den §§ 21 ff. FFAV: Diese wird inhaltlich grundsätzlich unverändert fortgeführt und sprachlich wegen der neuen Terminologie des EEG 2016 in Zahlungsberechtigung umbenannt.

Das Erfordernis einer Zahlungsberechtigung beschränkt sich auf Solaranlagen. Sie ist erforderlich, weil der Zuschlag nicht endgültig an einen Standort gebunden ist, sondern auch auf andere Standorte übertragen werden kann. Deshalb muss sichergestellt werden, dass Zuschläge nicht mehrfach verwendet werden. Bei Windenergie an Land ist dies ausgeschlossen, da hier ein Zuschlag an eine bestimmte Genehmigung gebunden ist.

Nach Absatz 1 stellt die BNetzA auf Antrag eines Bieters eine Zahlungsberechtigung für eine Solaranlage des Bieters aus . Die Voraussetzungen für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung sind im § 38a EEG 2016 festgelegt.

Der Antrag des Bieters muss die Angaben nach Absatz 2 enthalten, damit die BNetzA die notwendigen Daten für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung erhält. So muss der Bieter die personenbezogenen Angaben, die Nummer, die die Anlage oder die Erweiterung der Anlage bei der Registrierung im Anlagenregister erhält, die Art der Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, und die genaue Gebotsmenge jedes bezuschlagten Gebots und den zugehörigen Zuschlagsnummern in seinem Antrag benennen, die der Solaranlage zugeteilt werden soll. Darüber hinaus muss der Bieter bestätigen, dass er der Betreiber der Solaranlage ist. Aus dem Register ergibt sich der genaue Standort der Anlage, die installierte Leistung sowie weitere Angaben.

Anhand dieser Informationen kann die BNetzA nach §§ 38b EEG 2016 den anzulegenden Wert, der die Grundlage für die Berechnung der Höhe der Marktprämie für Strom aus der Solaranlage nach § 23 EEG 2016 darstellt, bestimmen.

Zu § 38a EEG 2016

§ 38a EEG 2016 regelt die Voraussetzungen, unter denen die BNetzA auf Antrag des Bieters nach § 38 EEG 2016 eine Zahlungsberechtigung ausstellen darf. Der Bieter muss der BNetzA glaubhaft machen, dass die Ausstellungsvoraussetzungen vorliegen. Einer intensiven Prüfung des Vorliegens der Voraussetzungen der Zahlungsberechtigung bedarf es nicht, da den Netzbetreiber deren endgültige Prüfung gemäß § 38a Absatz 3 EEG 2016 obliegt. Eine summarische behördliche Kontrolle der Gegebenheiten ist mithin ausreichend.

Nach Absatz 1 Nummer 1 ist Voraussetzung für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung, dass die Solaranlage vor der Antragstellung, aber nach Erteilung des Zuschlags, in Betrieb genommen worden ist und der Bieter bei der Antragstellung zugleich Betreiber der Solaranlage ist, der die Gebotsmenge zugeteilt werden soll.

Nach Nummer 2 muss der Betreiber seine Anlage im Anlagenregister registrieren lassen, bevor der Antrag auf die Zahlungsberechtigung gestellt wird. Hierfür reicht es aus, wenn der Anlagenbetreiber das seinerseits Erforderliche getan hat, indem er alle erforderlichen Angaben an die BNetzA übermittelt. Dies kann auch im Rahmen des Antrags auf Ausstellung einer Zahlungsberechtigung erfolgen.

Nach Nummer 3 muss darüber hinaus die vom Bieter im Antrag angegebene Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots bei der BNetzA bestehen. Demnach darf der Zuschlag seine Wirksamkeit nicht verloren haben. Verliert der Zuschlag seine Wirksamkeit, entwertet die BNetzA ihn nach § 35a EEG 2016. Auch darf der Zuschlag, soweit

er verwendet werden soll, keiner anderen Zahlungsberechtigung zugeordnet worden sein. Es ist aber zulässig, einen Zuschlag mehreren Zahlungsberechtigungen zuzuordnen, wenn eine mengenmäßige Aufteilung des Zuschlags erfolgt. Der Bieter muss bei der Antragstellung genau angeben, wie hoch die Gebotsmenge ist, die er der Solaranlage zuteilen will und aus welchem bezuschlagten Gebot die jeweilige Gebotsmenge stammen soll. Die Regelung reduziert aufgrund der Flexibilität zur Zuordnung der Zuschläge die mit der Ausschreibung verbundenen zusätzlichen Risiken der Bieter. Durch die Öffnung der Flächenkulisse in einzelnen Bundesländern im Rahmen der Länderöffnungsklausel ist eine weitere Einschränkung erforderlich. Zuschläge für solche Flächen, können nur für derartige Flächen in demselben Bundesland verwendet werden.

Um den unterschiedlichen Nutzungsinteressen, insbesondere der Landwirtschaft, gerecht zu werden, sieht Nummer 3, Buchstabe a bis c vor, dass die Zuteilung der Gebotsmengen nur für Anlagen auf bestimmten Flächen zulässig ist. Wird eine Anlage auf einer Fläche errichtet, die nicht in § 37 Absatz 1 Nummer 1, 2 oder 3 Buchstabe a bis i EEG 2016 aufgeführt worden ist, ist die Anlage nicht förderfähig. Ihr können keine Gebotsmengen zugeteilt werden. Darüber hinaus besagt Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b, dass für Anlagen, die auf Ackerland in einem benachteiligten Gebiet nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h EEG 2016 in Betrieb genommen werden sollen, keine Gebotsmengen aus Zuschlägen zugeordnet werden können, die für eine andere Fläche nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis i EEG 2016 erteilt wurden. Diese Begrenzung ist notwendig, um sicherzustellen, dass nur maximal 10 Anlagen pro Jahr auf Ackerflächen, die in benachteiligten Gebieten liegen, in Betrieb genommen werden können Entsprechendes gilt nach Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c für die Gebotsmengen von Geboten, die nur aufgrund einer Verordnung nach § 37c Absatz 2 EEG 2016 bezuschlagt wurden.

Darüber hinaus darf nach Nummer 4 die zugeteilte Gebotsmenge die installierte Leistung der Solaranlage nicht überschreiten. Maximal kann daher z. B. für eine Solaranlage mit einer installierten Leistung von 5 MW eine Gebotsmenge von 5 MW zugeteilt werden. Dem Bieter kann auf entsprechenden Antrag auch eine niedrigere Gebotsmenge zugeteilt werden. In diesem Fall ist der Anspruch auf eine Zahlung nach § 19 EEG 2016 allerdings nur auf den förderfähigen Anteil der eingespeisten Strommenge begrenzt. Der nicht geförderte Anteil kann dann im Rahmen der anteiligen Direktvermarktung als ungeförderter Strom nach § 21a EEG 2016 (sonstige Direktvermarktung) vermarktet werden.

Durch Nummer 5 wird zudem eine Größenbegrenzung für Solaranlagen festgelegt und die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung für Freiflächenanlagen in Naturparks und Naturschutzgebieten ausgeschlossen. Wie bisher auch in den §§ 19 und 51 EEG 2014 können Solaranlagen nur bis zu einer installierten Leistung von 10 MW eine Zahlung nach § 19 EEG 2016 erhalten. Wenn die Solaranlage größer als 10 MW ist, erhält sie, wie bisher auch, für die darüber hinausgehende installierte Leistung keine Zahlung nach § 19 EEG 2016. Durch die Begrenzung der zuteilfähigen Gebotsmenge auf 10 MW ergibt sich eine entsprechende Begrenzung der förderfähigen Größe der Solaranlage. Ziel dieser Größenbegrenzung ist es insbesondere, eine räumliche Ballung von Freiflächenanlagen zu verhindern und durch die neu geregelte Anlagenzusammenfassung auch den Interessen der Landwirtschaft und des Umweltschutzes zu entsprechen.

Nach Nummer 6 setzt die Ausstellung der Zahlungsberechtigung weiterhin die fristgemäße Leistung der Zweitsicherheit nach § 37a Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 voraus, wobei die Regelung wegen des Erlöschens des Zuschlags nach § 37d Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016 im Fall des Fristversäumnisses lediglich der Klarstellung dient.

Ebenfalls Voraussetzung für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung ist nach Nummer 7 die Zahlung der Gebühr nach Anlage Nummer 2 der Ausschreibungsgebührenverordnung. Erst nach der Zahlung der Gebühr darf die BNetzA die beantragte Zahlungsberechtigung ausstellen.

Nach der Ausstellung der Zahlungsberechtigung an den Anlagenbetreiber übermittelt die BNetzA nach Absatz 2 Satz 1 dem im Antrag angegebenen Netzbetreiber die Angaben des Bieters nach § 38 Absatz 2 EEG 2016 und die nach den §§ 38b und 38c EEG 2016 ermittelte Höhe des anzulegenden Werts für die Zahlung nach § 19 EEG 2016. Satz 2 regelt – wie schon in der FFAV- die rückwirkende Entstehung des Zahlungsanspruchs ab dem Tag der Inbetriebnahme, wenn der Antrag spätestens 3 Wochen nach der Inbetriebnahme gestellt wurde.

Absatz 3 legt fest, dass der Netzbetreiber die Anspruchsvoraussetzungen prüfen muss und hierfür entsprechende Nachweise verlangen kann. Dies gilt auch für weitergehende Anforderungen aus einer Festlegung der BNetzA nach § 85 Absatz 3 EEG 2016.

Die Prüfung bezieht sich auch auf die im Register gemachten Angaben, soweit sie für die Zahlungsberechtigung relevant sind. Dies betrifft insbesondere den Standort und die installierte Leistung. Das Ergebnis der Prüfung muss der Netzbetreiber der BNetzA innerhalb eines Monats nach der Mitteilung nach Absatz 2 mitteilen.

Absatz 4 legt weiterhin fest, dass die Zahlungsberechtigungen nach ihrer Ausstellung der Solaranlage verbindlich zugeordnet sind. Der Bieter kann nach der Ausstellung keine Änderungen mehr bewirken.

Zu § 38b EEG 2016

Nach Absatz 1 entspricht der anzulegende Wert dem Zuschlagswert, der wiederum dem Gebotswert entspricht. Damit legt § 38b EEG 2016 das „pay-as-bid"-Verfahren als Preisregel fest. Hierfür gibt es zwei Gründe: Erstens ist das Wettbewerbsniveau unsicher (insbesondere weil es im Markt zahlreiche Multiprojektbieter gibt). Grundsätzlich führen die Preisregeln „pay-as-bid" und „pay-as-clear" zu ähnlichen Ausschreibungsergebnissen. In Zeiten von geringem Wettbewerb ist „pay-as-bid" aber weniger anfällig für Verzerrungen. Zweitens ist die „pay-as-bid"-Preisregel besser verständlich und hat deswegen eine höhere Akzeptanz (insbesondere bei unerfahrenen Bietern).

Absatz 2 regelt die Vergütung für den Fall dass Module zu einem späteren Zeitpunkt ersetzt werden müssen. Die Regelung lehnt sich an die bereits heute bestehende Regelung an.

Zu § 39 EEG 2016

§ 39 EEG 2016 legt über die Vorgaben des § 30 EEG 2016 hinaus weitere Voraussetzungen für die Teilnahme von Biomasseanlagen an einer Ausschreibung fest. Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen, werden von der BNetzA nach § 33 EEG 2016 vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Im Fokus der Regelungen stehen dabei eine größtmögliche Transparenz, ein einfaches Ausschreibungsverfahren sowie die Sicherstellung einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte. Hierfür sieht § 39 EEG 2016 insbesondere materielle Qualifikationsanforderungen an das spezifische Gebot vor. Regelungen für den Fall der Verzögerung oder Nichtrealisierung der Projekte (Pönalen) sind in § 55 EEG 2016 enthalten.

§ 39 EEG 2016 ist im Grundsatz wie § 36 EEG 2016 aufgebaut, so dass auf die Begründung zu § 36 EEG 2016 verwiesen wird und im Folgenden nur die Unterschiede erläutert werden.

Nach Absatz 1 Nummer 1 darf eine Biomasseanlage im Zeitpunkt der Zuschlagserteilung noch nicht in Betrieb genommen worden sein. Die Teilnahme von Bestandsanlagen an Ausschreibungen ist in § 39h EEG 2016 geregelt.

Wenn für die betreffende Biomasseanlage keine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsgesetz erforderlich ist, genügt es nach Nummer 2, wenn eine Bau-genehmigung vorgelegt wird.

Nach Absatz 4 beträgt die Höchstgröße für Gebote 20 MW installierte Leistung. Hierdurch wird ausgeschlossen, dass zu große Anlagen gebaut werden, die mit nicht vertretbaren Auswirkungen auf Natur und Landschaft verbunden wären. Zugleich wird verhindert, dass sehr wenige sehr große Anlagen das gesamte Ausschreibungsvolumen in Anspruch nehmen und dadurch kleinere Akteure benachteiligen.

Zu § 39a EEG 2016

§ 39a EEG 2016 entspricht § 36a EEG 2016, so dass auf die Begründung zu § 36a EEG 2016 verwiesen wird. Ebenso wie bei Windenergieanlagen an Land ist auch für Biomasseanlagen Gebotsvoraussetzung, dass eine Genehmigung für das Projekt vorliegt (späte Ausschreibung). Die vergüteten Volllaststunden für Biogasanlagen betragen aufgrund von § 39h Absatz 2 Satz 1 i.V.m. § 44b Absatz 1 in etwa das Doppelte der Volllaststunden einer Windenergieanlage. Daher wird die Sicherheit mit 60 Euro pro kW zu installierender Leistung doppelt so hoch festgelegt wie bei Windenergieanlagen an Land.

Zu § 39b EEG 2016

Nach Absatz 1 beträgt der Höchstwert, also der höchste zulässige Gebotswert (vgl. § 33 Absatz 1 Nummer 4) 14,88 Cent/kWh. Dieser Wert entspricht dem anzulegenden Wert für Bioabfallvergärungsanlagen.

Nach Absatz 2 verringert sich der Höchstwert ab 2018 jährlich um ein Prozent und wird auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Degression des Höchstwerts ist nach Satz 2 der ungerundete Wert des Vorjahres zugrunde zu legen.

Zu § 39c EEG 2016

§ 39c EEG 2016 entspricht § 36d EEG 2016, so dass auf die Begründung zu § 36d EEG 2016 verwiesen wird.

Zu § 39d EEG 2016

§ 39d EEG 2016 entspricht weitgehend § 36e EEG 2016 mit dem Unterschied, dass der Zuschlag erlischt, wenn die Biomasseanlage nicht 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist. Im Übrigen wird auf die Begründung zu § 36e EEG 2016 verwiesen.

Zu § 39e EEG 2016

§ 39e EEG 2016 entspricht § 36f EEG 2016, so dass auf die Begründung zu § 36f EEG 2016 verwiesen wird.

Zu § 39f EEG 2016

§ 39f betrifft nach dessen Absatz 1 bestehende Biomasseanlagen, also solche, die erstmals vor dem 1. Januar 2017 ausschließlich mit Biomasse in Betrieb genommen worden sind. Sie können ebenfalls an Ausschreibungen teilnehmen. Insofern weicht § 39f als speziellere Norm von § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 und von § 39 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 ab. Nach § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 i.V.m. § 22 Absatz 6 EEG 2016 dürfen Anlagen, die vor 2017 genehmigt und vor 2019 in Betrieb genommen wurden, nicht an Ausschreibungen (gemeint ist in § 22: für Neuanlagen) teilnehmen. § 39f betrifft jedoch die Ausschreibung einer zehnjährigen Anschlussvergütung für bereits bestehende Biomasseanlagen. Da alle bestehenden Anlagen vor 2017 genehmigt und vor 2019 in Betrieb genommen worden sind, ist § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 nicht anzuwenden. Gleiches gilt für § 39 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016, der bei Ausschreibungen einer 20jährigen Förderung für Neuanlagen nach § 39 sicherstellt, dass tatsächlich nur Neuanlagen – d.h. Anlagen, die vor Zuschlag noch nicht in Betrieb genommen worden sind – teilnehmen dürfen. Auch diese Regelung ist für die Ausschreibungen für bestehende Biomasseanlagen nicht anzuwenden.

Die Möglichkeit nach § 39f, an Ausschreibungen teilzunehmen, wurde ins EEG 2016 aufgenommen, weil bei einigen Biomasse-Bestandsanlagen ein Bedürfnis nach einer Zahlungsperspektive über die zwanzigjährige Zahlungsdauer nach § 25 EEG 2016 hinaus besteht. Biomasseanlagen haben teilweise Investitionsbedarf deutlich vor Ablauf der zwanzigjährigen Zahlungsdauer, z. B. weil Anlagenkomponenten erneuert werden müssen. Um diese Investitionen fremdfinanzieren zu können, besteht das Bedürfnis nach einem verlängerten Zahlungsanspruch, aus dem die Finanzierung amortisiert werden kann. Da für Anlagen, deren Zahlungsanspruch noch ausreichend lange läuft, ein solches Bedürfnis nicht besteht, können nur solche Bestandsanlagen an Ausschreibungen teilnehmen, deren Zahlungsanspruch zum Zeitpunkt der Ausschreibung höchstens noch für acht Jahre besteht.

Mit Erteilung des Zuschlags durch die BNetzA erhalten bestehende Biomasseanlagen den entsprechenden neuen anzulegenden Wert. Der daraus folgende Zahlungsanspruch tritt nach Absatz 2 Satz 1 am ersten Tag eines durch den Anlagenbetreiber zu bestimmenden Monats für die Zukunft an die Stelle des bisherigen Zahlungsanspruchs der Anlage sowie aller weiteren bisherigen Ansprüche wie z. B. einer etwaigen Flexibilitätsprämie, sonstiger Boni etc. Der Anlagenbetreiber kann nach Satz 2 durch Mitteilung an den Netzbetreiber innerhalb eines Zeitfensters zwischen einem und drei Jahren nach Bekanntgabe des Zuschlags wählen, wann der Zahlungsanspruch aus dem anzulegenden Wert aus dem Zuschlag an die Stelle der bisherigen Ansprüche tritt. So ist der Anlagenbetreiber flexibel und hat ausreichend Zeit, um etwa erforderliche Umrüstungen der Anlage vorzunehmen, die z. B. erforderlich sind, um künftig die Flexibilitätsanforderungen nach § 39h Absatz 2 in Verbindung mit § 44b Absatz 1 EEG 2016 erfüllen zu können. Die Mitteilung an den Netzbetreiber muss nach Satz 3 vor Beginn des Kalendermonats erfolgen, der dem Kalendermonat vorangeht, ab dem der neue Zahlungsanspruch an die Stelle des alten tritt. Diese Frist ist gleich der Frist in § 21c Absatz 1 Satz 1 EEG 2016. Wenn der Anlagenbetreiber auch drei Jahre nach Zuschlag noch keine Mitteilung an den Netzbetreiber gemacht hat, tritt der neue Zahlungsanspruch nach Satz 4 am ersten Tag des siebenunddreißigsten Kalendermonats, der auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgt, automatisch an die Stelle des alten.

Nach Absatz 3 Satz 1 gilt die Bestandsanlage an dem Tag, an dem nach Absatz 2 der neue Zahlungsanspruch an die Stelle des Anspruchs nach bisherigem Recht tritt, als neu in Betrieb genommen. Satz 2 verdeutlicht, dass daher ab diesem Zeitpunkt die Regeln des EEG 2016 für Neuanlagen auch auf bestehende Biomasseanlagen in der Anschlussförderung anzuwenden sind. Die Anlagen unterfallen ab dann nicht mehr § 100 EEG 2016. Dies dient

der Rechtsvereinheitlichung und -vereinfachung. Dies bedeutet unter anderem, dass Bestandsanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, ab ihrem neuen Inbetriebnahmedatum keine Flexbilitätsprämie nach § 50b EEG 2016 mehr in Anspruch nehmen können, jedoch ab dann den Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2016.

Da für Bestandsanlagen in der Anschlussförderung ab dem Tag, an dem nach Absatz 2 der neue Zahlungsanspruch an die Stelle des Anspruchs nach bisherigem Recht tritt, die Pflichten von Neuanlagen gelten, gelten für diese Anlagen dann auch die entsprechenden Flexibilisierungsanforderungen. Um diese erfüllen zu können, müssen bestehende Biomasseanlagen teilweise modernisiert werden. Die weiteren zehn Jahre Anschlussförderung sind nur gerechtfertigt, wenn Bestandsanlagen im Interesse der Markt- und Systemintegration flexibler werden. Daher ist nach Absatz 4 Satz 1 Voraussetzung für den neuen Zahlungsanspruch, dass ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für einen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist und der Anlagenbetreiber diese Bescheinigung dem Netzbetreiber vorgelegt hat. Nach Satz 2 Nummer 1 müssen Biogasanlagen die Anforderungen nach § 39h Absatz 2 Satz 1 in Verbindung mit § 44b Absatz 1 EEG 2016 erfüllen können. Sie müssen also für eine bedarfsorientierte Fahrweise geeignet sein, die daraus resultiert, dass die Biogasanlagen nur eine Bemessungsleistung von 50% ihrer installierten Leistung vergütet bekommen. Nach Nummer 2 gilt dies entsprechend für Anlagen, die feste Biomasse nutzen, und daher nach § 39h Absatz 2 Satz 2 nur eine Bemessungsleistung von 80% ihrer installierten Leistung vergütet bekommen.

Absatz 5 enthält für bestehende Biomasseanlagen Ergänzungen und Abweichungen von den §§ 39 bis 39e EEG 2016. Nach Nummer 1 muss die Genehmigung nach § 39 Absatz 1 Nummer 2 EEG zum Betrieb der Anlagen bei bestehenden Biomasseanlagen mindestens bis zum Ende des elften Kalenderjahres laufen, das auf den Gebotstermin folgt. Dies soll sicherstellen, dass eine Bestandsanlage die öffentlich-rechtliche Genehmigung hat, auch während des Anschlussvergütungszeitraums betrieben zu werden, und damit die tatsächliche Betriebswahrscheinlichkeit erhöhen. Da der Beginn des Anschlusszeitraums nach § 39f Absatz 2 flexibel ist, aber frühestens ein Jahr nach Zuschlag beginnt, geht Nummer 1 mit einem Mindestgenehmigungszeitraum von elf Jahren nach Zuschlag betreiberfreundlich pauschal von einem frühen Beginn des Anschlusszeitraums aus.

Nach Nummer 2 muss der Bieter bei Gebotsabgabe die Eigenerklärungen beifügen, dass er Betreiber der Biomasseanlage ist, sowie, dass die Genehmigung nach § 39 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 solange läuft, wie in Nummer 1 verlangt.

Nach Nummer 3 beträgt der Höchstwert nach § 39b Absatz 1 für Bestandsanlagen im Jahr 2017 16,9 Cent/kWh. Dieser Wert ergibt sich aus dem Mittel der durchschnittlichen Vergütung von Biogas-Bestandsanlagen mit rund 21 Cent/kWh und der durchschnittlichen Vergütung von Bestandsanlagen zur Verstromung fester Biomasse (Industrierestholz, Waldrestholz etc. mit Ausnahme von Altholz) in Höhe von 9 bis 12 Cent/kWh. Diese beiden Gruppen von Bestandsanlagen haben gleichzeitig Zugang zur Ausschreibung von Biomasse. Es ist deshalb angemessen, einen Höchstwert von 16,9 Cent/kWh anzusetzen, der beiden Anlagengruppen eine reale Chance auf einen Zuschlag gewährt, ohne zu Mitnahmeeffekten in der anderen Anlagengruppe zu führen. Somit beträgt in der Biomasseausschreibung im Jahr 2017 der Höchstwert für Neuanlagen 14,88 Cent/kWh, für Bestandsanlagen die genannten 16,9 Cent/kWh. In den Folgejahren verringern sich beide Höchstwerte ab dem 1. Januar 2018 um 1 Prozent pro Jahr gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Höchstwert. D.h. sowohl der Höchstwert für Neuanlagen von 14,88 Cent/kWh als auch der Höchstwert für Bestandsanlagen von 16,9 Cent/kWh unterliegt einer jährlichen einprozentigen Degression. Die Degressionsvorschrift nach § 39b Absatz 2 mit ihren Bestimmungen zu Rundung etc. ist jeweils auf beide Höchstwerte separat anzuwenden. Dies ist in Nummer 3 zweiter Halbsatz noch einmal ausdrücklich klargestellt.

Nach Nummer 4 in Verbindung mit § 39d Absatz 1 erlischt der Zuschlag für bestehende Biomasseanlagen 6 Monate nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 EEG 2016 (ab dem der neue Zahlungsanspruch zu laufen beginnt), wenn der Anlagenbetreiber nicht bis zu diesem Zeitpunkt dem Netzbetreiber die Bescheinigung des Umweltgutachters nach Absatz 4 vorgelegt hat. Da bestehende Biomasseanlagen bereits in Betrieb sind, kann bei diesen für die Feststellung der Realisierung – anders als bei Neuanlagen – nicht auf die tatsächliche Inbetriebnahme abgestellt werden. Davon unabhängig besteht auch innerhalb dieser sechs Monate der Zahlungsanspruch u.a. nicht, solange die Bescheinigung nach Absatz 4 nicht vorgelegt wurde. § 39d Absatz 2 EEG 2016 ist für bestehende Anlagen regulär anzuwenden.

Unabhängig vom Höchstwert nach § 39b EEG 2016, bei dessen Überschreiten ein Gebot nach § 33 Absatz 1 Satz 1 Nummer EEG 2016 ausgeschlossen wird, begrenzt Absatz 6 zusätzlich den anzulegenden Wert für bestehende Biomasseanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben. Die Ausschreibungen für bestehende Anlagen bieten diesen Anlagen eine Perspektive noch über den zwanzigjährigen Zeitraum hinaus, für den nach bisherigem Recht ein Anspruch auf Zahlung besteht. Im Gegenzug darf aber die Vergütung nicht über das bisherige Vergütungsniveau der Anlage steigen, da dies dem Grundsatz der Kosteneffizienz entgegenstünde. Im Gegenteil wird erwartet, dass eine Verlängerung des zwanzigjährigen Vergütungszeitraums für Bestandsanlagen mit einer Senkung von deren durchschnittlicher Vergütung, auch schon vor Ablauf der 20 Jahre, einhergeht.

Nach Satz 1 ist der neue anzulegende Wert der jeweiligen Anlage begrenzt auf ihren bisherigen durchschnittlichen anzulegenden Wert. Dabei ist auf den Durchschnitt der drei Kalenderjahre abzustellen, die der jeweiligen Ausschreibung vorangegangen sind. Da diese Begrenzung den Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 betrifft, ist dieser Wert durch den Anschlussnetzbetreiber zu ermitteln. Bei diesem liegen auch direkt und rechtzeitig die dafür erforderlichen Daten vor (insbes. Jahresabrechnungen der Vorjahre). Die Alternative, diese Begrenzung durch die BNetzA ermitteln zu lassen und direkt als zusätzlichen anlagenspezifischen Höchstwert bei der Prüfung der Gebote zu berücksichtigen, wurde geprüft und verworfen. Der damit verbundene erhebliche Mehraufwand hätte zu einer deutlichen Verzögerung der Zuschlagserteilung geführt. Zudem führt der Rechtsweg gegen die BNetzA vor das OLG Düsseldorf, bei Streitigkeiten mit dem Netzbetreiber ist hingegen der reguläre Rechtsweg zu den Zivilgerichten eröffnet, der dafür geeigneter erscheint und der unter dem EEG auch ansonsten geltende Rechtsweg für derartige Streitigkeiten ist. Zudem besteht in diesem Fall auch die Möglichkeit, einen etwaigen Streit über den durchschnittlichen anzulegenden Wert mithilfe der Clearingstelle EEG außergerichtlich beizulegen. Die Begrenzung nach Satz 1 greift, wenn der Zuschlagswert der Anlage höher ist als ihr bisheriger durchschnittlicher anzulegender Wert. Wenn der Zuschlagswert ohnehin niedriger ist, ist der Zuschlagswert maßgeblich.

Nach Satz 2 Halbsatz 1 sind für die Ermittlung des Durchschnitts für jedes der drei Jahre der Quotient aus allen für die Anlage geleisteten Zahlungen und der im jeweiligen Jahr insgesamt vergüteten Strommenge zugrunde zu legen. Um den Aufwand gering zu halten, empfiehlt es sich für den Netzbetreiber, dabei auf die betreffenden EEG-Jahresendabrechnungen abzustellen. Da bei der Ausschreibung auf die gesamte Stromerzeugung ein einheitlicher anzulegender Wert zu bieten ist, ist bei Bestandsanlagen, die ab einer bestimmten Bemessungsleistung für die unterschiedlichen Bemessungsleistungsstufen unterschiedlich hohe anzulegende Werte haben, für die Bestimmung des Höchstwerts der durchschnittliche anzulegende Wert über die gesamte Bemessungsleistung der jeweiligen Vorjahre zu ermitteln. Bei der Ermittlung des bisherigen anzulegenden Wertes sind alle Zahlungen nach § 19 EEG 2016 (einschließlich etwaiger Boni) und nach § 50 EEG 2016 (insbesondere die Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2016) zu berücksichtigen. Bei Anlagen, die die feste Einspeisevergütung in Anspruch genommen haben, ist bei der Ermittlung des anzulegenden Wertes § 53 EEG 2016 zu berücksichtigen. Dies gilt allerdings nicht für Anlagen, für die ein Vergütungssatz vor Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung durch das EEG 2014 gilt. Denn bei diesen war die seit dem EEG 2014 im anzulegenden Wert direkt eingepreiste sog. Managementprämie noch nicht im Vergütungssatz enthalten.

Nach Satz 2 Halbsatz 2 ist die Summe der nach Satz 2 Halbsatz 1 ermittelten anzulegenden Werte durch drei zu teilen. Somit wird jeder der drei durchschnittlichen anzulegenden Werte aus den Vorjahren gleich gewichtet.

Zu § 39g EEG 2016

§ 39g regelt, von wann bis wann der Zahlungszeitraum nach § 25 bei Biomasseanlagen in der Ausschreibung läuft.

Nach Absatz 1 beginnt der Zeitraum für bestehende Biomasseanlagen nach § 39f Absatz 1 mit dem Tag nach § 39f Absatz 2, den der Anlagenbetreiber innerhalb eines Zeitfensters zwischen ein und drei Jahren nach Zuschlag selbst bestimmen kann. Grund ist, dass bestehende Biomasseanlagen bereits in Betrieb genommen sind und deshalb, abweichend von § 25 Satz 3 EEG 2016, nicht auf ihre (erste) Inbetriebnahme abgestellt werden kann. Für neue Biomasseanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben, beginnt der Zeitraum spätestens 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags. Es wird im Übrigen auf die Begründung zu § 36i verwiesen.

Nach Absatz 2 beginnt der Zahlungszeitraum nach § 25 Satz 1 zu dem in Absatz 1 genannten Zeitpunkt auch dann, wenn das Erlöschen des Zuschlags aufgrund einer Fristverlängerung nach § 39e Absatz 2 erst zu einem späteren Zeitpunkt als dem in § 39e Absatz 1 EEG 2016 (bei bestehenden Biomasseanlagen in Verbindung mit

§ 39f Absatz 5 Nummer 3 EEG 2016) vorgesehenen Zeitpunkt erfolgt. Für bestehende Biomasseanlagen beginnt der Zeitraum zudem auch dann zu dem in Absatz 1 genannten Zeitpunkt, wenn die Bescheinigung nach § 39f Absatz 4 erst nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt wird. Es wird auf die Begründung zu § 36i verwiesen.

Nach Absatz 3 Satz 1 verlängert sich die Dauer des Zahlungsanspruchs ab dem Tag nach § 39f Absatz 2 um zehn Jahre. Dies gibt Bestandsanlagen eine Perspektive für ihren Weiterbetrieb. Gleichzeitig werden Lock-in-Effekte der Biomassenutzung in der Stromerzeugung begrenzt. Aus diesem Grund kann dieser Zeitraum nach Satz 2 nicht erneut nach § 39f verlängert werden, das heißt, eine bestehende Biomasseanlage kann nur einmalig eine Anschlussförderung erhalten.

Zu § 39h EEG 2016

§ 39h EEG 2016 enthält die besonderen Zahlungsvoraussetzungen für Biomasseanlagen in der Ausschreibung.

Nach Absatz 1 Satz 1 darf Strom aus Biogas nur über das EEG 2016 finanziert werden, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais als Ganzpflanze einschließlich Maiskorn-Spindel-Mischung, Körnermais und Lieschkolbenschrot in jedem Kalenderjahr insgesamt nicht über einer gewissen Schwelle liegt. Damit wird für die Biogasanlagen, die erfolgreich an Ausschreibungen teilgenommen haben, ein „Maisdeckel" eingeführt. Dieser Deckel begrenzt den Anteil von Mais und den genannten weiteren Einsatzstoffen, der zur Erzeugung des Biogases eingesetzt wird, für Anlagen, die 2017 oder 2018 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr auf insgesamt höchstens 50 Masseprozent (Nummer 1), für Anlagen, die 2019 oder 2020 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr auf insgesamt höchstens 47 Masseprozent (Nummer 2) und für Anlagen, die 2021 oder 2022 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr auf insgesamt höchstens 44 Masseprozent (Nummer 3). Diese Deckelung wirkt dem einseitigen Anbau bestimmter Energiepflanzen (vor allem von Mais) entgegen. Damit soll zugleich ein Anreiz geschaffen werden, andere Einsatzstoffe, vor allem ökologisch vorteilhafte Substrate, zu mobilisieren. Dieser Maisdeckel gilt nur für Biogasanlagen, die ihren Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 durch Ausschreibung erworben haben, nicht jedoch für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist. Satz 2 bestimmt genauer, welche Einsatzstoffe als Mais im Sinn von Satz 1 anzusehen sind.

Nach Absatz 2 Satz 1 sind auch die übrigen Zahlungsvoraussetzungen und Nachweisbestimmungen nach §§ 44b und 44c EEG 2016, die seit langem im EEG für Biomasse bei der gesetzlichen Bestimmung der Zahlung gelten, auch bei den Biomasseanlagen, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibung bestimmt wird, entsprechend anzuwenden. Es handelt sich dabei um einen Rechtsgrundverweis. Damit müssen die verschiedenen Bestimmungen des § 44b EEG 2016 ebenfalls beachtet werden. Der (nur bei Ausschreibungen zu beachtende) Maisdeckel nach Absatz 1 muss dabei ebenfalls durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nachgewiesen werden, wobei der Verweis auf § 44c Absatz 2 EEG 2016 ein Rechtsfolgenverweis ist (jährliche Nachweispflicht bis zum 28. Februar für den Maisanteil).

Satz 2 enthält für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, einen Rechtsfolgenverweis auf § 44b Absatz 1. Wenn solche Anlagen einen Zuschlag erhalten haben, besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 80 Prozent ihrer installierten Leistung entspricht. Für den darüber hinausgehenden Anteil der in dem Kalenderjahr erzeugten Strommenge verringert sich die Marktprämie auf null, eine Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert. Dies dient dazu, auch Anlagen in der Ausschreibung, die feste Biomasse nutzen, zu einer flexibleren Fahrweise anzureizen.

Zu § 40 EEG 2016

§ 40 EEG 2016 legt den anzulegenden Wert für Wasserkraftanlagen fest, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, und regelt die Voraussetzungen für die Geltendmachung des Anspruchs. Die Bestimmung ist im Kern gegenüber § 40 EEG 2014 unverändert. Die anzulegenden Werte sind allerdings aufgrund der Degression abgesenkt und geben das Niveau wieder, das am 1. Januar 2017 gilt. Absatz 2 Satz 3 wurde angepasst: Für modernisierte Anlagen soll nicht nur der Vergütungsanspruch neu zu laufen beginnen (wie schon bisher in Satz 3 geregelt), vielmehr sollen diese Anlagen im Sinn des EEG 2016 als neu in Betrieb genommen behandelt werden. In der Folge unterliegen die Vergütungssätze der Degression und die Anlagen müssen alle Anforderungen erfüllen, die an Neuanlagen gestellt werden. Dies bedeutet insbesondere, dass die Anlagen bei entsprechender Größe unter die Pflicht zur Direktvermarktung fallen. Die Regelung hat hingegen keine Auswirkung auf die Frage, ob

eine modernisierte Wasserkraftanlage im Sinn von anderen Gesetzen (wie dem Wasserhaushaltsgesetz) eine Neuanlage ist.

Der neue Absatz 5 bestimmt die Degression, die bisher in § 27 EEG 2014 geregelt war.

Zu § 41 EEG 2016

Die Absätze 1 bis 3 fassen die bisherigen §§ 41 bis 43 EEG 2014 zusammen, wobei die Höhe der anzulegenden Werte die Degression gegenüber den in den §§ 41 bis 43 EEG 2014 festgelegten Werten bereits berücksichtigt. Die zugehörigen Degressionsbestimmungen nach § 27 Absatz 1 Nummern 2 bis 4 und § 26 Absatz 3 EEG 2014 sind in Absatz 4 zusammengefasst.

Zu § 42 EEG 2016

§ 42 EEG 2016 entspricht § 44 EEG 2014. Auch hier sind die anzulegenden Werte angepasst worden, um die Degression bis zum 1. Januar 2017 zu berücksichtigen. Darüber hinaus gilt die Vorschrift nicht für die Zahlungsansprüche für Anlagen mit einer Bemessungsleistung über 1 MW. Solche Anlagen können sich nur im Rahmen von Ausschreibungen auf einen Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 bewerben.

Die Vergütungssätze nach den Nummern 2 und 3 sind nur noch für eine Übergangszeit, nämlich nach § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 für vor 2017 genehmigte und vor 2019 in Betrieb genommene Anlagen anzuwenden. Für andere Anlagen greift die 150 KW-Grenze nach § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 1 EEG 2016. Weil Anlagen oberhalb dieser Grenze einen Zahlungsanspruch nur durch Ausschreibung erhalten können, haben die Nummern 2 und 3 für Anlagen die ab 2019 in Betrieb gehen keinen Anwendungsbereich mehr.

Zu § 43 EEG 2016

§ 43 EEG 2016 entspricht § 45 EEG 2014 und regelt den anzulegenden Wert für Strom aus denjenigen Bioabfallvergärungsanlagen, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen. Auch hier wurde die Degression berücksichtigt. Im Gesetz stehen nunmehr die Werte, die ab dem 1. Januar 2017 gelten.

Zu § 44 EEG 2016

§ 44 EEG 2016 entspricht § 46 EEG 2014. Allerdings ist bei der Höhe der anzulegenden Werte die Degression gegenüber den in § 45 EEG 2014 festgelegten Werten bereits berücksichtigt.

Zu § 44a EEG 2016

§ 44a EEG 2016 regelt einheitlich die Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse. Die bisher in § 28 Absatz 2 EEG 2014 enthaltene Basisdegression und die bisher in § 26 Absatz 3 EEG 2014 enthaltenen Rundungsbestimmungen werden in neues Recht überführt. Die bislang vierteljährliche Basisdegression wird reduziert auf eine halbjährliche Basisdegression von 0,5 Prozent. Neuanlagen in der Festvergütung weisen zu einem überwiegenden Anteil hohe Fixkosten bei den Rohstoffen auf, die vor allem von den Weltagrarpreisen abhängig sind. Da die Agrarpreise Schwankungen unterworfen sind, können Biomasse-Neuanlagen im Gegensatz zu Wind an Land und Photovoltaik nur im geringeren Maße technische Kostensenkungspotentiale heben. Eine Degression von 0,5 Prozent pro Halbjahr spiegelt diese spezielle Kostensituation wieder. Die bisher in § 28 Absatz 3 EEG 2014 enthaltene erhöhte Degression, wenn der Brutto-Zubau eine installierte Leistung von 100 MW überschreitet entfällt, weil der Zubau künftig durch die Ausschreibung gesteuert wird.

Zu § 44b EEG 2016

§ 47 EEG 2014 wurde aus rechtsförmlichen Gründen auf § 44b und § 44c EEG 2016 auf-geteilt. Diese entsprechen inhaltlich weitestgehend § 47 EEG 2014 und wurden im Wesentlichen redaktionell an die Änderungen in Teil 3 des EEG 2016 angepasst. § 44b enthält die gemeinsamen Bestimmungen für Biogas und andere Gase, die bislang in § 47 Absatz 1, Absatz 2 Satz 1 Nummer 2, Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 und Satz 2 sowie Absatz 5 bis 7 EEG 2014 enthalten waren.

Die Verweise aus § 47 Absatz 3 EEG 2014 auf die allgemeinen Regeln der Technik zum Nachweis, das KWK-Strom vorliegt, werden aktualisiert und mit den Begrifflichkeiten des KWKG 2016 vereinheitlicht. Sie sind nunmehr in § 44b Absatz 2 und 3 enthalten.

Zu § 44c EEG 2016

§ 44c EEG 2016 enthält die sonstigen gemeinsamen Bestimmungen für Biomasse, die bislang in § 47 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 3 sowie Satz 2, Absatz 3 Satz 1 Nummer 2, Absatz 4 und Absatz 8 EEG 2014 enthalten waren. Sie gelten, soweit sie sich allgemein auf Biomasse beziehen, auch für Biogas (einschließlich Biomethan) und sind insoweit ergänzend zu § 44b EEG 2016 anzuwenden. Die Änderung in Absatz 3 gegenüber § 47 Absatz 4 EEG 2014 zur Nachweisführung ist rein sprachlicher Natur.

Zu § 45 EEG 2016

§ 45 **Absatz 1** EEG 2016 entspricht § 48 EEG 2014. Inhaltliche Änderungen wurden nicht vorgenommen. Der neue **Absatz 2** regelt die Degression des anzulegenden Werts (bisher: § 27 Absatz 2 EEG 2014). Die Degression setzt erstmals im Jahr 2020 ein. Der Beginn der Degression wird gegenüber dem EEG 2014 um zwei Jahre nach hinten verschoben.

Zu § 46 EEG 2016

§ 46 Absatz 1 regelt die Höhe der anzulegenden Werte, für Windenergieanlagen an Land die in den Jahren 2017 und 2018 in Betrieb genommen werden und deren anzulegende Werte nicht durch Ausschreibung ermittelt werden. Für diese Anlagen wird die zweistufige Vergütungssystematik des Referenzertragsmodells im Vergleich zu den Regelungen des EEG 2014 unverändert fortgeführt. § 22 regelt, ob die anzulegenden Werte gesetzlich oder durch Ausschreibung ermittelt werden.

Absatz 2 beschreibt das zweistufige Referenzertragsmodell. Satz 1 setzt den Grundwert. Die Sätze 2 bis 4 beschreiben die Verlängerung der erhöhten Anfangsvergütung in Abhängigkeit vom Ertrag der Anlage. Demnach verlängert sich für jede Anlage der Zeitraum der Anfangsvergütung um einen Monat je 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Für eine Anlage mit einem Ertrag unterhalb von 100 Prozent des Referenzertrags verlängert sich der Zeitraum zusätzlich um einen Monat je 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Bei jedem Berechnungsschritt ist auf ganze Monate zu runden (kaufmännische Rundung). Die Standortdifferenzierung erfolgt zwischen 80 und 150 Prozent des Referenzertrages.

Zur Verdeutlichung werden zwei Zahlenbeispiele angeführt:

– Für eine Anlage, deren Ertrag 110 Prozent des Referenzertrags entspricht, verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung um 56 Monate auf insgesamt 116 Monate (Rechenweg: (130 – 110) / 0,36 = 55,6).

– Für eine Anlage, deren Ertrag 90 Prozent des Referenzertrags entspricht, verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung um 111 + 21 = 132 Monate auf insgesamt 192 Monate (Rechenweg: (130 – 90) / 0,36 = 111,1 und (100 – 90) / 0,48 = 20,83).

Weitere Beispiele können folgender Tabelle entnommen werden:

Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag	Zeitraum der Anfangsvergütung
80 Prozent	240 Monate
90 Prozent	192 Monate
100 Prozent	143 Monate
110 Prozent	116 Monate
120 Prozent	88 Monate
130 Prozent	60 Monate
140 Prozent	60 Monate
150 Prozent	60 Monate

Absatz 3 schreibt eine Überprüfung des gemäß Absatz 2 in Verbindung mit Anlage 2 des EEG 2014 nach fünf Jahren durch ein Gutachten festgestellten Referenzertrages spätestens zehn Jahre nach Inbetriebnahme vor. Durch

diese Überprüfung sollen mögliche Fehler bei der Festlegung nach fünf Jahren korrigiert werden. Bei Windenergieanlagen, bei denen die Laufzeit des Anfangsvergütungssatzes nach fünf Jahren auf neun Jahre oder weniger festgelegt wurde, muss die Überprüfung und das entsprechende Gutachten ein Jahr vor Auslaufen des Zeitraums der Anfangsvergütung vorgelegt werden.

Absatz 4 sieht für Windenergieanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW vor, dass für die Berechnung des anzulegenden Wertes ihr Ertrag 70 Prozent des Referenzertrages beträgt. Damit entfällt die Notwendigkeit eines Gutachtens zur Einstufung der Anlage und zur Überprüfung nach 10 Jahren. Die Erstellung der Gutachten steht in keinem wirtschaftlichen Verhältnis zu den Erträgen und würde insofern die Projekte trotz Vergütungsanspruch unwirtschaftlich machen. Absatz 4 ist gegenüber dem EEG 2014 inhaltlich unverändert.

Zu § 46a EEG 2016

Absatz 1 legt für Anlagen nach § 46 EEG 2016 die Degression für den anzulegenden Wert fest.

Der Zubau bei Wind an Land lag in den Jahren 2014 und 2015 deutlich über dem im EEG 2014 verankerten Ziel von 2 500 MW netto. Auf der Grundlage der aktuellen Zubauprognosen ist ebenfalls von einer Überschreitung des Ziels für das Jahr 2016, möglicherweise auch für das Jahr 2017 auszugehen. Es zeigt sich, dass die Einführung des atmenden Deckels grundsätzlich sinnvoll war, allerdings bisher nicht ausreichend die aktuellen Kostenreduktionspotentiale sowie das anhaltend niedrige Zinsniveau abbildet.

Da die Mengensteuerung über die ersten Ausschreibungen in 2017 erstmals für 2018 und 2019 in Betrieb genommene Anlagen greift, bedarf es zur Rückführung des Zubaus auf den Zielpfad von 2 500 MW einer Anpassung der Anfangsvergütung sowie der Degressionsstufen des atmenden Deckels. Abweichend von der bisherigen quartalsbezogenen Systematik des atmenden Deckels wird die bisher vorgesehene Degressionsstufe zum 1. Juli 2017 um einen Monat, auf den 1. Juni 2017 vorgezogen und die Degression unabhängig vom erfolgten Netto-Zubau auf 5 Prozent festgelegt. Die Höhe der Degression zum 1. Oktober 2017 wird dann wieder durch den tatsächlich erfolgten Brutto-Zubau im entsprechenden Bezugszeitraum gesteuert. Eine Anpassung der Vergütung erfolgt anders als im EEG 2014 bereits, wenn der Brutto-Zubau 2 500 MW überschreitet. Im EEG 2014 war eine Anpassung erst bei einer Überschreitung des Zubaus von 2 600 MW Netto-Zubau vorgesehen. Zusätzlich zu den bisher im EEG 2014 vorgesehenen Degressionsstufen in Abhängigkeit des erfolgten Zubaus im Bezugszeitraums wird ab diesem Zeitpunkt eine weitere Degressionsanhebung von 2,4 Prozent eingeführt, wenn der Brutto-Zubau im jeweiligen Bezugszeitraum den Zielkorridor um mehr als 1.000 Megawatt überschreitet.

Die Einmaldegression und die Anhebung der Absenkung bei einem sehr hohen Brutto-Zubau entspricht der geübten Praxis im EEG, Vergütungssätze in regelmäßigen Abständen anzupassen. Dementsprechend schreibt § 102 nur das „Ob“, nicht aber die konkrete Höhe der Förderung vor. Allen Marktakteuren war und ist bekannt, dass das EEG 2014 spätestens zum 1. Januar 2017 geändert werden muss, um die nach § 1 EEG 2014 vorgesehenen Ausschreibungen einzuführen. Gleichzeitig war es ausdrückliches Ziel des EEG 2014, den Zubau bei Windenergie an Land auf 2 500 MW pro Jahr zu beschränken. Dieser Zubau ist in den letzten Jahren stark überschritten worden. In der Folge entspricht es der gelebten Praxis im EEG, die Vergütungen nach unten anzupassen. Bei Windenergieanlagen an Land entspricht es dieser Praxis, Vergütungsänderungen für alle Anlagen anzuwenden, die mehr als 6 – 9 Monate nach der Ankündigung der Gesetzesänderung in Betrieb gehen. Das EEG 2016 enthält mit dem Stichtag zum 1. Juni 2017 eine großzügig gewählte Übergangsregelung.

Nach Satz 2 werden die anzulegenden Werte, ausgehend von dem am 1. Juni 2017 erreichten Wert, wie im EEG 2014 eingeführt, quartalsweise um 0,4 Prozent abgesenkt. Die Absätze 2 bis 4 können die konkrete Absenkung anpassen oder aufheben. Die Anpassung der anzulegenden Werte erfolgt beginnend mit dem 1. Oktober 2017 alle 3 Monate bis Ende 2018.

Die Absätze 2 bis 4 führen den bisher in den §§ 26 und 29 verakterten sogenannten atmenden Deckel fort und sind ebenfalls vom 1. Oktober 2017 bis 31. Dezember 2018 anzuwenden.

Zu § 46b EEG 2016

§ 46b EEG 2016 erfasst Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2018 in Betrieb genommen werden. Für sie gilt nach Absatz 1 die neue einstufige Vergütungssystematik unter Berücksichtigung der Stützwerte nach § 36h. Ausgangswert ist allerdings nicht der Zuschlagswert für die individuelle Anlage, sondern nach Absatz 2 der aus den Zuschlägen des Vorvorjahres ermittelte Wert. Absatz 3 verweist auf die Sonderregel für Kleinwindanlagen in § 46 EEG 2016. Diese sind als Anlagen an einem 70-Prozent-Standort zu behandeln.

Zu § 47 EEG 2016

Absatz 1 Satz 1 und die Absätze 2 bis 4 entsprechen § 50 Absatz 1 bis 4 EEG 2014. Die bislang in § 5 Nummer 36 EEG 2014 enthaltene Defintion der Küstenlinie wurde in § 47 Absatz 2 Satz 3 überführt. Dies gilt auch für die in Bezug genommenen Karten des BSH. Hierbei handelt es sich jeweils um die sog. „Deutschen Seegrenzkarten". Diese Karten können auch über den regulären Buchhandel bezogen werden. Im Einzelnen handelt es sich hierbei um die beiden folgenden Karten:

- Karte Nummer 2920 „Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer", ISBN 978-986987-522-4, Ausgabe 1994, XII., und
- Karte Nummer 2921 „ Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer" ISBN 978-3-89871-864-6, Ausgabe 1994, XII.

Neu eingefügt wird Absatz 1 Satz 2: Diese Norm setzt 1 : 1 die bisherige Vertrauensschutzregelung des § 102 Nummer 1 EEG 2014 um, indem sie den dort genannten Windenergieanlagen auf See weiterhin Vertrauensschutz gewährt. Anlagen, die ab dem Jahr 2021 in Betrieb genommen werden, fallen in den Anwendungsbereich des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Die dortigen Bestimmungen regeln die anzulegenden Werte und die Art ihrer Bestimmung.

Die Absätze 5 und 6 entsprechen inhaltlich § 30 Absatz 1 EEG 2014.

Absatz 7 entspricht § 30 Absatz 2 EEG 2014.

Zu § 48 EEG 2016

§ 48 EEG 2016 entspricht weitgehend § 51 EEG 2014, wobei sich der Anwendungsbereich nunmehr auf Solaranlagen beschränkt, deren Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nicht von der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung abhängig ist. Die in der Bestimmung angegebenen Werte berücksichtigen die Degression bis zum Inkrafttreten des Gesetzes. Infolge der Einführung von Ausschreibungen für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW wird die gesetzlich festgelegte Vergütung nur noch bis 750 kW gewährt.

Zu § 49 EEG 2016

§ 49 EEG 2016 greift die bisherige Bestimmung nach § 31 EEG 2014 auf und regelt die Anpassung der anzulegenden Werte durch den bewährten „atmenden Deckel" für Strom aus solarer Strahlungsenergie.

Mit der Reform des EEG im Jahr 2014 wurde geregelt, dass die monatliche Kürzung des anzulegenden Werts nicht mehr nur einmal, sondern viermal im Jahr für die Dauer eines Quartals neu festgesetzt wird. Grundlage hierfür ist die jeweils in den zurückliegenden zwölf Monaten installierte Leistung von Solaranlagen in Deutschland, für die ein Anspruch nach § 19 EEG 2016 geltend gemacht wird. Dieser einjährige Bezugszeitraum führte dazu, dass das System des atmenden Deckels auf Unterschreitungen des Zubaukorridors mit einer einjährigen Verzögerung reagiert.

Der Ausbau der solaren Strahlungsenergie in Deutschland wies in den letzten Jahren einen stark rückläufigen Trend auf. Ausgehend von den „Boomjahren" 2010 bis 2012, in denen Solaranlagen mit einer Gesamtleistung von durchschnittlich mehr als 600 MW pro Monat installiert wurden, fiel der monatliche Zubau in den Folgejahren 2013 und 2014 jeweils auf durchschnittlich 275 bzw. 160 MW. Im Oktober 2014, kurz nach dem Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014, erreichte der Ausbau mit 75 MW einen vorübergehenden Tiefststand. Mit durchschnittlich 105 MW in den Monaten August 2014 bis Mai 2015 blieb der Ausbau zuletzt deutlich hinter den gesetzlich verankerten Zielvorgaben zurück.

Der Rückgang der Neuinstallationen ist das Ergebnis verschiedener Einflussfaktoren. Ein Grund ist, dass die Vergütung relativ stark gesunken ist, während die Preise für PV-Systeme stagnieren. Die Festvergütung für Dachanlagen bis zu einer installierten Leistung von 10 kWpeak ist im Zeitraum zwischen Januar 2013 und August 2015 von 17,0 Cent/kWh auf 12,3 Cent/kWh gesunken. Der anzulegende Wert für Dachanlagen bis 10 MWpeak verzeichnete im gleichen Zeitraum einen Rückgang von 11,8 Cent/kWh auf 8,9 Cent/kWh. Seit August 2014 enthält der anzulegende Wert bei Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten, auch die Managementprämie, weshalb der anzulegende Wert mit Inkrafttreten des EEG 2014 leicht stieg. Seit Oktober 2014 sank die Vergütung einheitlich für alle Dachanlagen um 0,25 Prozent pro Monat. Zum Oktober 2015 wurde die Degression erstmalig für den Rest des Jahres ausgesetzt.

Die Trägheit des atmenden Deckels bei Unterschreitung des Zielkorridors wurde verschiedentlich kritisiert, weil Markteinbrüche nicht zeitnah aufgefangen werden könnten. Zudem wurde eingewandt, dass die Geschwindigkeit der Vergütungskürzungen seit längerem die Möglichkeiten der Branche, Kostensenkungen durch Technologieentwicklung und Effizienzsteigerungen umzusetzen, übersteige.

Vor diesem Hintergrund wird der atmende Deckel mit diesem Gesetz angepasst, so dass er schneller auf Marktentwicklungen reagieren und auch bei Unterschreitung der Ziele wirksam den Zubau steuern kann. Um die Reaktionsgeschwindigkeit des atmenden Deckels zu erhöhen, wird der jährliche Zubau zukünftig schon auf Grundlage des Zubaus von sechs Monaten hochgerechnet.

Absatz 1 Satz 1 setzt die monatliche Basisdegression wie bisher mit 0,5 Prozent fest. Satz 2 regelt die Stichtage für die vierteljährliche Anpassung der monatlichen Basisdegression. Damit erfolgt zum 1. Oktober 2016 erstmalig die Bestimmung der Degression auf Grundlage des EEG 2016. Satz 3 bestimmt, dass für die Anpassung der monatlichen Basisdegression der annualisierte Brutto-Zubau maßgeblich ist. Dies ist der Zubau, der sich ergibt, wenn man den Brutto-Zubau im sechsmonatigen Bezugszeitraum nach Absatz 4 auf das Jahr hochrechnet, indem der in sechs Monaten erfolgten Zubau verdoppelt wird. Infolge der regelmäßigen Degression konnten die jahreszeitlichen Schwankungen beim Zubau von Solaranlagen stark zurückgeführt werden, so dass eine jahreszeitliche Gewichtung nicht mehr erforderlich ist. Durch diese Annualisierung kann der atmende Deckel in Zukunft schneller auf Änderungen bei dem Zubau von Solaranlagen reagieren.

Installierte PV-Leistung (12 Monate) – EEG 2014	Monatliche Degression	Installierte PV-Leistung (12 Monate) – EEG 2016	Monatliche Degression
> 7 500 MW	2,80 %	> 7 500 MW	2,80 %
> 6 500 MW	2,50 %	> 6 500 MW	2,50 %
> 5 500 MW	2,20 %	> 5 500 MW	2,20 %
> 4 500 MW	1,80 %	> 4 500 MW	1,80 %
> 3 500 MW	1,40 %	> 3 500 MW	1,40 %
> 2 600 MW	1,00 %	> 2 500 MW	1,00 %
2 400 - 2 600 MW	0,50 %	2 300 - 2 500 MW	0,50 %
< 2 400 MW	0,25 %	< 2 300 MW	0,25 %
< 1 500 MW	0,00 %	< 2 100 MW	0,00 %
		< 1 700 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 1,50 % zum Quartalsbeginn
< 1 000 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 1,50 % zum Quartalsbeginn	< 1 300 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 3,00 % zum Quartalsbeginn

Absatz 2 regelt die stufenweise Erhöhung der Degression, für den Fall, dass der annualisierte Brutto-Zubau den Wert von 2 500 MW überschreitet

Absatz 3 Nummer 1 und 2 regeln spiegelbildlich zu Absatz 2 die Absenkung der Degression, wenn der Brutto-Zubau 2.300 MW pro Jahr unterschreitet. So soll verhindert werden, dass der Ausbaupfad nach § 4 Nummer 3 EEG 2016 stark unterschritten wird. Im Vergleich zu der bisherigen Regelung nach § 31 Absatz 4 EEG 2014 greift hier die oben beschriebene Anpassung des atmenden Deckels bei Unterschreitungen unterhalb des Korridors. Die Absenkungen verringern sich nunmehr nach der Nummer 1 auf 0,25 Prozent, wenn 2.500 MW um mehr als 200 MW unterschritten werden. Im nächsten Schritt sinkt die Degression auf null Prozent. In Nummer 3 und 4

wird außerdem die Erhöhung der anzulegenden Werte neu geregelt. Angesichts der nunmehr schon relativ lang anhaltenden und deutlichen Unterschreitung wird der atmende Deckel hier so ausgestaltet, dass er auf eine Unterschreitung schneller und stärker reagiert. Beträgt der annualisierte Brutto-Zubau weniger als 1.700 MW, erhöhen sich die anzulegenden Werte zum ersten Kalendertag des jeweiligen Quartals einmalig um 1,50 Prozent. Beträgt der annualisierte Brutto-Zubau weniger als 1.300 MW, werden die anzulegenden Werte um 3,00 Prozent angehoben.

Absatz 4 legt als Bezugszeitraum die sechs Monate fest, die dem Monat vor dem jeweiligen Stichtag nach Absatz 1 Satz 2 vorangehen. Für die Berechnung der Degression ab dem 1. Oktober 2017 wäre somit der Zeitraum zwischen dem 1. März 2017 und dem 31. August 2017 maßgeblich.

Absatz 5 stellt im Interesse der Marktintegration sicher, dass in der Festvergütung keine neuen PV-Anlagen mehr gefördert, wenn insgesamt 52 GW PV-Anlagen installiert sind (52 GW-Deckel).

Absatz 6 bestimmt, dass die BNetzA für jeden Kalendermonat bis zum Ablauf des Folgemonats auf ihrer Internetseite für Strom aus Solaranlagen den Brutto-Zubau, in diesem Kalendermonat veröffentlicht. Die Definition des Begriffs Brutto-Zubau findet sich in § 3 Nummer 14 EEG 2016. Ferner veröffentlicht sie den annualisierten Brutto-Zubau und die anzulegenden Werte.

§ 50 EEG 2016

§ 50 EEG 2016 gibt inhaltlich unverändert § 52 des EEG 2014 wider. Die Regelung wurde lediglich redaktionell an die Änderungen des Teils 3 im EEG 2016 angepasst, indem die Verweise aktualisiert wurden.

§ 50a EEG 2016

§ 50a EEG 2016 gibt inhaltlich unverändert § 53 des EEG 2014 wider. Die Regelung wurde lediglich redaktionell an die Änderungen des Teils 3 im EEG 2016 angepasst indem die Verweise aktualisiert wurden. Nach Absatz 2 kann der Flexibilitätszuschlag nur von Anlagen in Anspruch genommen werden, die einen Anspruch nach § 19 Absatz 1 i.V.m. § 42 oder § 43 EEG 2016 haben, deren anzulegender Wert also gesetzlich bestimmt wird. Anlagen, deren anzulegender Wert im Rahmen einer Ausschreibung bestimmt wird, erhalten den Flexibilitätszuschlag, wenn die Verordnung nach § 88 EEG 2016 dies bestimmt. Denkbar ist aber auch, dass ein Bieter die Kosten, die bislang durch den Flexibilitätszuschlag abgedeckt werden, direkt in das Gebot einpreist.

§ 50b EEG 2016

§ 50b Satz 1 bis 3 EEG 2016 gibt inhaltlich unverändert § 54 des EEG 2014 wider. Die Regelung wurde lediglich redaktionell an die Änderungen des Teils 3 im EEG 2016 angepasst, indem die Verweise aktualisiert wurden.

Der neue Satz 4 ist auch eine Folge der Ergänzung von § 100 Absatz 4 Satz 3 und 4 EEG 2016. Nach § 50b Satz 1 bis 3 EEG 2016 haben lediglich Altanlagen aus dem EEG 2012 und früheren Fassungen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, Anspruch auf die Flexibilitätsprämie. Nach § 100 Absatz 4 EEG 2016 werden jedoch auch Anlagen, die die Voraussetzungen von § 100 Absatz 4 EEG 2016 erfüllen und bis spätestens 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen worden sind, als Anlagen behandelt, für die noch weitgehend die Regeln und insbesondere die Vergütungssätze und Prämien des EEG 2012 anzuwenden sind. Daher haben solche Anlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, nach dem neuen Satz 4 ebenfalls Anspruch auf Flexibilitätsprämie. Dies war für Anlagen mit bundesrechtlicher Zulassung in § 54 EEG 2014 jedenfalls seinem Wortlaut nach nicht berücksichtigt. Deshalb, und weil § 100 Absatz 4 Satz 2 rückwirkend zum 1. August anzuwenden ist, ist auch der neue § 50b Satz 4 rückwirkend zum 1. August anzuwenden, da ansonsten der zeitliche Anwendungsbereich dieser beiden zusammengehörigen Normen auseinanderfallen würden. Der neue Satz 4 ist ein Rechtsfolgenverweis.

Bis zum Inkrafttreten des EEG 2016 hatten Anlagen nach § 100 Absatz 4 nach dem Wortlaut von § 54 EEG 2014 keinen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie. Wenn aufgrund der Rückwirkung nach Satz 4 Korrekturen von Abrechnungen für die Jahre 2014 oder 2015 erforderlich werden, ist es nach Satz 5 zur Erleichterung für Anlagen- und Netzbetreiber ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber Genehmigung oder sonstigen Zulassung nach § 100 Absatz 4 einen Nachweis über die Inbetriebnahme der Anlage vorlegt. Diese Nachweise genügen für die Korrektur der Abrechnung im Verhältnis von Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber sowie zwischen diesem Netzbetreiber und dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Es ist nicht erforderlich, dass zusätzlich noch einer der in § 62 aufgeführten Gründe, z. B. eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung, herbeigeführt wird.

§ 51 EEG 2016

§ 51 EEG 2016 entspricht § 24 EEG 2014 in der durch das Strommarktgesetz geänderten Fassung.

In Absatz 3 wurde die Anwendbarkeit von § 24 EEG 2016 (entspricht § 32 EEG 2014) auf Anlagen begrenzt, die keine Windenergieanlagen sind. Hintergrund ist, dass Windenergieanlagen aus planungsrechtlichen Gründen oft in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander gebaut werden, obwohl die Anlagen unterschiedliche Betreiber haben. Aus diesem Grund erscheint die Zusammenfassung dieser Anlage allein aufgrund ihrer räumlichen Lage als problematisch.

Die Ausnahme für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind (§ 24 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2014), wurde nicht übernommen, da sie sich durch Zeitablauf erledigt hat. Für solche Anlagen gilt aber nach § 100 Absatz 1 EEG 2016 weiterhin die Regelung des EEG 2014.

§ 52 EEG 2016

§ 52 EEG 2016 entspricht inhaltlich in weiten Teilen § 25 EEG 2014.

Absatz 1 Satz 1 enthält alle Pflichtverstöße, bei denen sich die anzulegenden Werte auf null verringern. Nummer 1 entspricht § 25 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2014. Allerdings wird die Bestimmung enger gefasst. Hat ein Anlagenbetreiber seine Anlage zwar nicht im Register gemeldet, aber eine Jahresabrechnung nach § 71 EEG 2016 gemacht, ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber die Anlage kennt und bei den EEG-Bilanzkreisen berücksichtigt. Aus diesem Grund, kommt es in diesen Fällen zu keiner Reduzierung des anzulegenden Werts auf null.

Nummer 2 entspricht § 25 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2014. Bei der Erweiterung einer bestehenden Anlage und deren Meldung im Register gilt dasselbe wie für eine neue Anlage (siehe Nummer 1). Auch hier tritt die Rechtsfolge zukünftig nicht ein, wenn der Anlagenbetreiber zumindest eine Abrechnung nach § 71 EEG 2016 gemacht hat, aus der die erhöhte Leistung hervor ging.

Nummer 3 entspricht § 25 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2014. Die Norm sanktioniert Verstöße gegen die Plicht zur jederzeitigen Einhaltung der prozentualen Anteile nach § 21b Absatz 2 Satz 1 zweiter Halbsatz EEG 2016. Betreiber müssen ferner die Pflicht zur viertelstündlichen Messung und Bilanzierung nach § 21b Absatz 3 EEG 2016 einhalten.

Nummer 4 sanktioniert die Eigenversorgung oder die Belieferung eines Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Anlage für alle Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt wird. Beides ist während der gesamten Dauer des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 unzulässig. Dies ist für ein verzerrungsfreies Ausschreibungsergebnis eine wichtige Voraussetzung (siehe auch die Begründung zu § 27a). Andernfalls würden Bieter unterschiedlich hohe Eigenversorgungsanteile einkalkulieren, woraus sich verzerrte Gebote ergäben, wodurch Gebote, die einen besonders hohen Anteil an Eigenversorgung annehmen, eine erhöhte Zuschlagswahrscheinlichkeit hätten, auch wenn die entsprechende Anlage unter Umständen höhere Stromgestehungskosten aufweist. Zur unzulässigen Eigenversorgung zählen weder der Verluststrom noch der Strom, der von Anlage oder in Neben- und Hilfseinrichtungen verbraucht wird, z. B. für den Wechselrichterbetrieb.

Auch Nummer 5, welche weitestgehend § 25 Absatz 1 Numer 4 EEG 2014 entspricht, enthält lediglich eine redaktionelle Folgeänderung.

Satz 2 entspricht § 25 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014.

Satz 3 regelt die Rechtsfolge zu Satz 1 Nummer 4. Wenn ein Anlagenbetreiber trotzdem Strom aus der Anlage zur Eigenversorgung innerhalb des Zeitraums nutzt, in dem die Anlage eine Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 erhält, verliert er für das gesamte Kalenderjahr, in dem er Strom zur Eigenversorgung entnimmt, seinen Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016. Bereits vom Netzbetreiber geleistete Zahlungen sind zurückzuerstatten.

Absatz 2 enthält die Pflichtverstöße, bei denen sich der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 auf den Monatsmarktwert verringert. Er entspricht weitgehend § 25 Absatz 2 EEG 2014. Nummer 3 ist neu hinzugekommen und sanktioniert die Überschreitung einer der Höchstdauern für die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 erster Halbsatz EEG 2016.

Absatz 3 enthält Fallgruppen, in denen sich der anzulegende Wert um 20 Prozent reduziert. Dies umfasst die Fälle, in denen für eine Anlage oder Anlagenerweiterung zwar eine Meldung nach § 71 gemacht wurde, die Anlage oder Anlagenerweiterung aber nicht an das Register gemeldet wurde.

Absatz 4 enthält die Regelung zu den Rechtsfolgen bei Verstößen gegen § 9 oder § 21b Absatz 3 EEG 2016 in den Fällen, in denen kein Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 geltend gemacht wird. Die Regelung war bisher in § 9 Absatz 7 EEG 2014 enthalten. Die Rechtsfolgen für KWK-Anlagen und Anlagen, die keinen Zahlungsanspruch nach § 19 geltend machen, wurde verschärft. In beiden Fällen können nun auch vermiedene Netzentgelte nicht mehr geltend gemacht werden. § 9 dient der Systemintegration. Anlagen die diese Grundanforderungen nicht einhalten, können nicht wegen ihrer Netzentlastenden Wirkung vermiedene Netzentgelte erstattet bekommen.

§ 53 EEG 2016

Satz 1 entspricht § 37 Absatz 3 EEG 2014. Die Vorschrift regelt, dass sich die anzulegenden Werte im Fall der Einspeisevergütung nach § 21 reduzieren. Hierauf verweist auch schon § 23 Absatz 3 Nummer 4 EEG 2016. Im Fall der Inanspruchnahme einer Marktprämie ist die Vorschrift nicht anzuwenden.

Satz 2 bezieht sich auf den Fall der Ausfallvergütung und entspricht § 38 Absatz 2 EEG 2014. Bei der Reduzierung des anzulegenden Werts um 20 Prozent ist das Ergebnis auf zwei Stellen nach dem Komma zu runden.

§ 53a EEG 2016

§ 53a EEG 2016 ist neu. Absatz 1 regelt die Rechtsfolgen im Falle eines Verzichts nach § 22 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe c EEG 2016. Betreibern von Windenergieanlagen, die unter die in § 22 EEG 2016 überführte Übergangsregelung in § 102 EEG 2014 fallen, soll ermöglicht werden, auf ihren Anspruch auf eine gesetzlich festgelegte Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 zu verzichten und stattdessen an einer Ausschreibung teilzunehmen (so nunmehr § 22 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016). Eine solche Entscheidung ist endgültig. Wer einmal auf den Anspruch für eine bestimmte Genehmigung verzichtet hat, kann ihn nicht wieder erlangen. Er muss dann einen Zuschlag im Rahmen einer Ausschreibung erhalten, um wieder einen Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 geltend machen zu können.

Absatz 2 bestimmt, dass die BNetzA den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen werden soll, über den erklärten Verzicht auf den gesetzlich bestimmten Anspruch auf Zahlung informiert.

§ 53b EEG 2016

§ 53b EEG 2016 ist neu. Der anzulegende Wert verringert sich nach Satz 1 um 0,1 Cent pro Kilowattstunde, soweit dem Anlagenbetreiber für den Strom nach § 79a EEG 2016 ein Regionalnachweis ausgestellt worden ist. Grund dafür ist, dass das EEG auf eine Vollkostenförderung ausgerichtet ist, die vom Stromkunden bezahlt wird. Wenn Anlagenbetreiber sich entscheiden, Regionalnachweise zu nutzen, können sie – über die Mehrzahlungsbereitschaft, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen durch die Nutzung von Regionalnachweise für regionale Grünstromprodukte generieren können – höhere Einnahmen erzielen. Schon aus europarechtlichen Gründen (beihilferechtliches Verbot der Überförderung) muss sichergestellt werden, dass es dadurch nicht zu einer Überförderung der Anlagen kommt. Anlagen in der Ausschreibung können Mehrerlöse aus den Regionalnachweisen in ihr Gebot einpreisen und einen entsprechend niedrigeren Preis in den Ausschreibungen bieten. Bei Anlagen, die Regionalnachweise nutzen und deren Förderung nicht durch Ausschreibungen ermittelt wird, wird einer Überförderung entgegengewirkt, indem die Marktprämie um 0,1 Cent pro Kilowattstunde reduziert wird. Dieser Abschlag orientiert sich an der erwarteten Mehrzahlungsbereitschaft für Regionalstrom, die grob am derzeitigen Preisniveau für Herkunftsnachweise an der Strombörse orientiert ist. Durch die niedrigeren Gebote bzw. den Abschlag auf die Marktprämie kommt der Mehrwert der Regionalnachweise den Stromkunden zugute, die mit der EEG-Umlage den Ausbau der erneuerbaren Energien finanzieren.

§ 54 EEG 2016

§ 54 EEG 2016 regelt bestimmte Rechtsfolgen für Solaranlagen, deren Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt wird.

Absatz 1 entspricht § 26 Absatz 4 der FFAV. Durch Absatz 1 wird eine Sanktion bei einer späten Realisierung der Freiflächenanlage eingeführt. Werden Freiflächenanlagen erst nach Ablauf des 18. Kalendermonats nach der

öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen, verringert sich jeweils der anzulegende Wert für Strom aus der entsprechenden Freiflächenanlage um 0,3 Cent/kWh.

Absatz 2 entspricht § 26 Absatz 3 der FFAV. Nach Absatz 2 verringert sich der anzulegende Wert um 0,3 Cent/kWh, wenn der Standort der Solaranlage nicht zumindest teilweise mit den im Gebot angegebenen Flurstücken übereinstimmt. Hierdurch soll ein wirtschaftlicher Anreiz geschaffen werden, Solaranlagen auch tatsächlich auf den im Gebot angegebenen Standorten zu realisieren.

Diese Regelung stellt neben der Personenbezogenheit der Zahlungsberechtigung auch einen Projektbezug her. Dennoch wird dem einzelnen Bieter eine gewisse Flexibilität zugestanden. Mit einer Absenkung um 0,3 Cent/kWh ergibt sich ein Mindererertrag der Anlage (ohne Diskontierungseffekte), welcher ungefähr der Höhe der finanziellen Sicherheit entspricht. Der Mindererertrag beträgt bei einer Anlage mit 5 MW installierter Leistung etwa 140.000 Euro (ohne Diskontierungseffekte) und rund 95.000 Euro (diskontierte Jahreswerte). Letztlich wird durch diesen finanziellen Nachteil der Vorteil ausgeglichen, den große Projektierer aus einer Übertragbarkeit gegenüber kleineren haben und somit ein Beitrag zur Akteursvielfalt geleistet. Die Verringerung nach Absatz 2 erfolgt zusätzlich zu einer etwaigen Reduzierung nach Absatz 1.

§ 55 EEG 2016

§ 55 EEG 2016 erlegt den Bietern in bestimmten Fällen Pönalen auf, um die Ernsthaftigkeit und Verbindlichkeit ihres Verhaltens sicherzustellen.

Absatz 1 regelt die Pönalen bei Windenergie an Land. Durch die in Satz 1 geregelte Pönale soll erreicht werden, dass die Bieter einen erhöhten wirtschaftlichen Anreiz haben, die geplante Anlage zügig und in dem geplanten Umfang zu realisieren. Nummer 1 bestimmt, dass Pönalen zu leisten sind, soweit mehr als 5 Prozent der bezuschlagten Gebote entwertet werden. Die Entwertung ist in § 35a EEG 2016 geregelt und erfasst alle Fälle, in denen die Anlage endgültig nicht mehr realisiert wird – sei es, weil die Realisierungsfrist verstrichen ist und deshalb der Zuschlag aufgehoben wurde, oder sei es, weil die BNetzA den Zuschlag nach dem Verwaltungsverfahrensgesetz aufgehoben hat. Die Bagatellgrenze von 5 Prozent nicht realisierter Gebotsmenge ist vorgesehen, damit kleinere „Reste“ der bezuschlagten Gebotsmenge nicht zu einer Pönale führen.

Nach Nummer 2 müssen auch Bieter, die ihre Projekte realisiert haben, eine Strafe zahlen. Die Strafe wird fällig, wenn die Projekte die Realisierungsfrist von 24 Monaten überschreiten.

Satz 2 legt die Höhe der Pönale fest. Sie beträgt nach Nummer 1 10 Euro pro kW, wenn die Anlage im 25. oder 26. Monat nach der Bekanntmachung des Zuschlags in Betrieb geht. Sie steigt nach Nummer 2 im 27. und 28. Monat nach der Bekanntmachung des Zuschlags auf 20 Euro pro kW und erreicht ab dem 29. Monat nach der Bekanntmachung des Zuschlags 30 Euro pro kW. Wurde die Gebotsmenge zu diesen Zeitpunkten teilweise realisiert, reduziert sich die Strafe entsprechend.

Absatz 2 regelt die Pönalen für Bürgerenergiegesellschaften, die ein Gebot nach § 36g EEG 2016 abgegeben haben. Im Grundsatz unterteilt sich die Pönale in dieselben Fallgruppen wie bei Absatz 1. Allerdings sind die Pönalen geringer und die Realisierungszeiträume länger. Ergänzend tritt Satz 2 hinzu, der den Sonderfall abbildet, dass für das bezuschlagte Gebot nicht in dem Umfang der Gebotsmenge anschließend Windenergieanlagen immissionsschutzrechtlich genehmigt werden. In diesem Fall wird der Zuschlag ebenfalls entwertet, und es ist eine Sicherheit zu leisten, wenn die Abweichung zwischen der Leistung der genehmigten Anlagen und der Gebotsmenge mehr als 5 Prozent beträgt. Die Höhe der Sicherheit beläuft sich auf die Erstsicherheit (15 Euro pro kW) multipliziert mit der insgesamt entwerteten Gebotsmenge. Gibt eine Bürgerenergiegesellschaft z. B. ein Gebot für 15 MW ab, werden aber anschließend nur 10 MW genehmigt, beläuft sich die Pönale auf (15.000 kW – 10.000 kW) x 15 Euro/kW = 75.000 Euro.

Absatz 3 regelt die Pönalen für Solaranlagen und orientiert sich am § 30 FFAV. Auch hier ist zwischen verschiedenen Fällen zu unterscheiden.

Satz 1 Nummer 1 erfasst den Fall, in dem der Bieter keine Zweitsicherheit hinterlegt. Bieter müssen spätestens am zehnten Werktag nach der Bekanntgabe des Zuschlags die Zweitsicherheit bei der BNetzA hinterlegen (§ 37a Satz 2 Nummer 2 EEG 2016). Wenn die Sicherheitsleistung nicht fristgerecht bei der BNetzA hinterlegt worden ist, oder eine hinterlegte Sicherheit dem Bieter nicht zugeordnet werden konnte, erlischt der Zuschlag (§ 37d Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016). In diesem Fall muss an die Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale geleistet werden. Hierdurch wird sichergestellt, dass den Geboten eine gewisse Verbindlichkeit zukommt und Bieter nach der

Erteilung eines Zuschlags nicht ohne Nachteile den Zuschlag verfallen lassen können. Nur mit einer solchen Sanktion kann die Wahrscheinlichkeit verringert werden, dass strategische Gebote abgegeben werden oder dass Bieter mitbieten, denen es an einer Motivation für die Projektrealisierung mangelt.

Nummer 2 erfasst den Fall, in dem der Zuschlag zu einem späteren Zeitpunkt entwertet wird. Wichtigster Fall ist die nicht rechtzeitige Realisierung nach § 37d Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016. Denkbar ist aber auch die Aufhebung des Zuschlags aus anderen Gründen, insbesondere wenn schon der Zuschlag nicht hätte erteilt werden dürfen. Durch die Pönale soll erreicht werden, dass die Bieter einen erhöhten wirtschaftlichen Anreiz haben, sich um eine fristgerechte Inbetriebnahme der geplanten Anlagen und Ausstellung der Zahlungsberechtigungen für diese Anlagen zu bemühen.

Wie für die Windenergieanlagen an Land ist eine Bagatellgrenze von 5 Prozent vorgesehen, so dass kleine Abweichungen von der ursprünglichen Planung nicht sanktioniert werden.

Die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 1 entspricht nach Satz 2 der Erstsicherheit in Höhe von 5 Euro pro kW. Die Höhe der Pönale bei Nichtrealisierung nach Nummer 2 richtet sich danach, in welchem Planungsstand sich die Freiflächenanlage bei Abgabe des Gebots befand. Grundsätzlich berechnet sich die Höhe der Pönale nach Satz 3 aus der Gebotsmenge multipliziert mit 50 Euro pro kW. Die Höhe dieser Pönale reduziert sich nach Satz 4, wenn der Bieter bei der Abgabe des Gebots Genehmigungsunterlagen vorgelegt hat, die einen fortgeschrittenen Genehmigungsstand nachweisen.

Absatz 4 regelt die Pönalen bei neuen Biomasseanlagen und orientiert sich an der Regelung für Windenergieanlagen an Land in Absatz 1. Es wird daher auf die Begründung zu Absatz 1 verwiesen und im Folgenden werden nur die Unterschiede erläutert. Die Strafe wird fällig, wenn die Projekte die Realisierungsfrist für Neuanlagen von 18 Monaten überschreiten. Satz 2 regelt die Staffelung der Pönale.

Nach Absatz 5 müssen auch Bieter für bestehende Biomasseanlagen nach § 39f, die ihre Projekte zu spät realisiert haben, eine Strafe zahlen. Die Strafe wird fällig, wenn die Projekte den Realisierungszeitpunkt für den Beginn der Anschlussförderung nicht einhalten, den der Anlagenbetreiber im Zeitfenster von ein bis drei Jahren nach Zuschlag nach § 39f Absatz 2 EEG 2016 selbst bestimmen kann. Da diese Anlagen bereits in Betrieb genommen sind und deshalb als Zeitpunkt für Pönalen nicht auf die Inbetriebnahme abgestellt werden kann, knüpft Absatz 5 daran an, ob der Anlagenbetreiber die Flexibilitätsbescheinigung des Umweltgutachters nach § 39f Absatz 4 EEG 2016 bis zum Tag nach § 39f Absatz 2 EEG 2016 vorgelegt hat. Bis zum Zeitpunkt nach § 39f Absatz 2 EEG 2016 hat der Anlagenbetreiber nach § 39f Absatz 4 EEG 2016 die Bescheinigung eines Umweltgutachters über die technische Eignung der Anlage für eine flexible Fahrweise vorzulegen. Erfolgt diese Vorlage nicht bis zu diesem Zeitpunkt, beträgt die Pönale nach Satz 2 Nummer 1 20 Euro pro kW, wenn die Bescheinigung spätestens zwei Monate nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt wird. Sie steigt nach Nummer 2 im dritten und vierten Monat nach diesem Zeitpunkt auf 40 Euro pro kW und erreicht ab dem fünften Monat 60 Euro pro kW. Da die Bescheinigung des Umweltgutachters nur für die gesamte Anlage erfolgen kann, ist eine teilweise Realisierung nicht möglich, so dass die Pönale – anders als bei Neuanlagen – auch nicht wegen teilweiser Realisierung anteilig reduziert werden kann.

Absatz 6 regelt, dass die Forderung nach den Absätzen 1 bis 3 durch die Überweisung des entsprechenden Betrages an den Übertragungsnetzbetreiber zu begleichen ist, wobei die Zuschlagsnummer des Gebots anzugeben ist, für das die Pönale geleistet wird.

Absatz 7 bestimmt, dass der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber sich hinsichtlich der Pönale aus der jeweils für das Gebot hinterlegten Sicherheit befriedigen darf, wenn der Bieter die Forderung nicht binnen zwei Monaten ab Entwertung der Gebotsmenge erfüllt hat. Die Einnahmen fließen auf das EEG-Konto (s. a. den neuen § 3 Nummer 10 Ausgleichsmechanismusverordnung, Artikel 17 dieses Gesetzes).

Nach Absatz 8 muss die BNetzA den Übertragungsnetzbetreibern die erforderlichen Angaben für die Inanspruchnahme der Pönalen mitteilen. Die Mitteilung erfolgt jeweils an den Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone der Standort der geplanten Anlage liegt. Dies ist notwendig, damit die Übertragungsnetzbetreiber die notwendigen Informationen für die Geltendmachung ihres Anspruchs nach den Absätzen 4 und 5 erhalten.

Zu § 55a EEG 2016

§ 55a EEG 2016 bestimmt, wann die BNetzA die hinterlegten Sicherheiten für ein bestimmtes Gebot zurückgibt.

Nach Absatz 1 muss sie die hinterlegten Sicherheiten unverzüglich zurückgeben, wenn der Bieter sein Gebot zurückgenommen hat (Nummer 1) oder keinen Zuschlag für sein Gebot erhalten hat (Nummer 2). Außerdem wird die Sicherheit zurückgegeben, wenn der Bieter für dieses Gebot eine etwaige Pönale geleistet hat (Nummer 3).

Absatz 2 bestimmt die Fälle, in denen die Sicherheit zurückzugeben ist, weil eine Pönale nicht mehr zu erwarten ist. Im Fall von Solaranlagen muss der Netzbetreiber bestätigen, dass die Voraussetzungen vorliegen. Im Fall von Windenergieanlagen an Land reicht die Bestätigung der Angaben im Register aus, weil hier der Prüfaufwand deutlich geringer ist.

Die Rückgabe durch die BNetzA erfolgt unverzüglich, sobald der Rückgabegrund vorliegt. Angesichts der Bagatellgrenze in § 55a EEG 2016 wird die Sicherheit auch dann in voller Höhe erstattet, wenn nicht mehr als fünf Prozent der Gebotsmenge entwertet worden sind.

Zu Nummer 7

In § 56 Nummer 2 EEG 2016 wird die bisherige Formulierung „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Formulierung „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt. Diese Änderung resultiert daraus, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben wird.

Zu Nummer 8

Zu Buchstabe a

§ 57 Absatz 1 EEG 2016 wird redaktionell angepasst, da der Begriff der finanziellen Förderung aufgehoben wurde und sich die Paragrafenbezeichnung des früheren § 52 EEG 2014 geändert hat.

Zu Buchstabe b

§ 57 Absatz 2 EEG 2016 wird redaktionell angepasst, da in § 3 Nummer 41 EEG 2016 nunmehr eine Begriffsdefinition für den Begriff der Solaranlage enthalten ist.

Zu Buchstabe c

§ 57 Absatz 5 EEG 2016 wird neu gefasst. Einerseits wird er an die neuen Begriffsbestimmungen und an die neue Paragrafennummer des Aufrechnungsverbots angepasst. Andererseits wird die durch die Clearingstelle vermittelte Rechtssicherheit ausgebaut: Anlagen- und Netzbetreiber, die auf eine Entscheidung der Clearingstelle vertraut haben, sollen in diesem Vertrauen besser geschützt werden.

Satz 1 verpflichtet einen Übertragungsnetzbetreiber zur Rückforderung, wenn er einem Verteilnetzbetreiber mehr gezahlt hat als nach diesem Gesetz vorgesehen. Dies gilt regelmäßig in den Fällen, in denen die Zahlungen aufgrund falscher Annahmen zur Rechts- oder Sachlage erfolgten. Diese Rückforderungspflicht entfällt nach Satz 2 jedoch, wenn die Zuvielzahlung einer Entscheidung der Clearingstelle entsprach. Dies wird praktisch dann relevant, wenn die Clearingstelle eine Entscheidung trifft, der sich später – wie beim Anlagenbegriff – der Bundesgerichtshof nicht anschließt. Da die Anlagen- und Netzbetreiber in dieser Konstellation zunächst der zur Auslegung dieses Gesetzes berufenen Clearingstelle gefolgt sind, soll für diesen Zeitraum keine Rückforderungspflicht bestehen und das Vertrauen in die Entscheidungen der Clearingstelle geschützt werden. Dabei stellt Satz 2 klar, dass die Rückforderungspflicht auch dann nicht besteht, wenn der Übertragungsnetzbetreiber nicht selbst Partei des Verfahrens war.

Nach Satz 3 verjährt der Rückforderungsanspruch mit Ablauf des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres; die Pflicht nach Satz 1 erlischt insoweit. Nach **Satz 4** gelten diese Aussagen nicht nur im Verhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreiber und aufnehmendem Verteilnetzbertreiber, sondern auch im Verhältnis zwischen Verteilnetzbetreiber und Anlagenbetreiber. Nach **Satz 5** findet das Aufrechnungsverbot auf solche Rückforderungen keine Anwendung; der Netzbetreiber kann also die Vergütungszahlungen mit den Rückforderungen aufrechnen.

Beruht die Rückforderung des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber auf der Anwendung einer in anderer Sache ergangenen höchstrichterlichen Entscheidung, so kann der Netzbetreiber nach **Satz 6** bis zum Tag dieser Entscheidung auf den Rückzahlungsanspruch verzichten, soweit die Zahlung in Übereinstimmung mit dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle nach § 81 Absatz 5 EEG 2016 erfolgt ist. Damit mildert Satz 6 durch

die Möglichkeit eines Rückforderungsverzichts durch den aufnehmenden Netzbetreiber den Rückabwicklungsaufwand im Massengeschäft, der entsteht, wenn eine Abrechnungspraxis, die im Vertrauen auf eine Entscheidung der Clearingstelle gewachsen ist, im Widerspruch zu einer später ergehenden höchstrichterlichen Entscheidung steht. Satz 7 schützt dabei den aufnehmenden Netzbetreiber: Hat dieser gegenüber dem Anlagenbetreiber auf eine Rückforderung verzichtet, kann auch der Übertragungsnetzbetreiber keine entsprechende Rückforderung gegenüber dem Netzbetreiber geltend machen.

Zu Nummer 9

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

§ 58 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung und der geänderten Paragrafenbezeichnung redaktionell angepasst.

Zu Doppelbuchstabe bb

§ 58 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung redaktionell angepasst.

Zu Buchstabe b

§ 58 Absatz 2 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung redaktionell angepasst.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

In § 58 Absatz 3 Satz 1 EEG 2016 wird der Verweis auf den bisherigen § 52 EEG 2014 aktualisiert.

Zu Doppelbuchstabe bb

§ 58 Absatz 3 Satz 2 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung redaktionell angepasst und der Verweis auf den bisherigen § 52 EEG 2014 aktualisiert.

Zu Nummer 10

Zu Buchstabe a

In den vergangenen Jahren war wegen komplexer vertraglicher Strukturen wiederholt unklar, wer Elektrizitätsversorgungsunternehmen und damit Schuldner der EEG-Umlage ist. Dieses Problem tritt insbesondere dann auf, wenn die Person des Bilanzkreisverantwortlichen und des Elektrizitätsversorgungsunternehmens auseinander fallen. Diese Fallkonstellationen nehmen zu. Für den Übertragungsnetzbetreiber ist in der Folge kaum erkennbar, wer sein Anspruchsgegner ist. Folge sind oft jahrelange Prozesse und entsprechend lange Zeiträume, in denen die EEG-Umlage nicht entrichtet wird. Mit der neuen Regel sollen Anreize gesetzt werden, dass der Bilanzkreisverantwortliche die Fragen der Zahlung der EEG-Umlage mit allen Unternehmen klärt, die Strom über seinen Bilanzkreis liefern. Diese Pflicht kann ein erhebliches wirtschaftliches Risiko auf den Bilanzkreisverantwortlichen überlagern. Dies ist allerdings verhältnismäßig, weil der Bilanzkreisverantwortliche – anders als der Übertragungsnetzbetreiber – alle Personen kennt, denen er Zugang zu seinem Bilanzkreis gewährt und das Risiko über vertragliche Regelungen absichern kann.

Zu Buchstabe b

Die Änderung stellt klar, dass sich die Bestimmung auch auf die EEG-Umlage nach § 61 EEG 2016 bezieht.

Zu Buchstabe c

Absatz 3 wird aus Gründen einer besseren Verständlichkeit in den neuen § 61a EEG 2016 überführt.

Zu Buchstabe d

Die Änderung ist eine redaktionelle Folge der Streichung von Absatz 3 durch Buchstabe b.

Zu Nummer 11

Der neu eingefügte § 60a EEG 2016 regelt, dass die Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Umlage direkt von stromkostenintensiven Unternehmen oder Schienenbahnen, deren EEG-Umlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung begrenzt sind, verlangen können. Bisher erfolgt dies nach § 60 EEG 2014 über die Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Es ist aber administrativ einfacher, wenn die Übertragungsnetzbetreiber in diesen Fällen direkt mit den Letztverbrauchern abrechnen. Denn sie müssen dabei ohnehin die Begrenzungsentscheidungen des BAFA in der Abrechnung berücksichtigen. Insbesondere in Fällen, in denen ein Letztverbraucher von mehr als einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert wird, häufig noch an unterschiedlichen begrenzten Abnahmestellen, muss bisher die abzuführende Umlage zwischen den beteiligten Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgestimmt werden. Dieser Aufwand entfällt mit der Neuregelung.

Bei der EEG-Umlage für die Eigenversorgung von Unternehmen, deren EEG-Umlage nach der Besonderen Ausgleichsreglung begrenzt ist, sind nach § 61 EEG 2016 in Verbindung mit § 7 Absatz 1 Nummer 2 AusglMechV ebenfalls die Übertragungsnetzbetreiber zuständig für die Erhebung der EEG-Umlage (nicht die Verteilernetzbetreiber). Mit der neuen Regelung wird also die Erhebung der EEG-Umlage für die Eigenversorgung und den Fremdbezug von Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsreglung bei den Übertragungsnetzbetreibern gebündelt.

Zu Nummer 12

Zu Buchstabe a

Die Streichung ist eine redaktionelle Folge der Überführung der Begriffsbestimmung in § 3 EEG 2016. Der Verweis wird nicht ersetzt, da schon durch die Verwendung des Begriffs in § 61 EEG 2016 klar ist, dass er die in § 3 EEG 2016 definierte Bedeutung hat.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

§ 61 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung redaktionell angepasst.

Zu Doppelbuchstabe bb

§ 61 Absatz 2 Nummer 4 EEG 2016 wird der Verweis an die neue Struktur des Teil 3 angepasst.

Zu Nummer 13

Durch Nummer 13 wird § 61a EEG 2016 eingefügt. § 61a EEG 2016 entspricht im Wesentlichen § 60 Absatz 3 EEG 2014. Die Regelung wurde in einen eigenen Paragrafen überführt, um sie verständlicher und übersichtlicher zu machen.

Insgesamt findet Absatz 1 nur Anwendung, wenn überhaupt eine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage besteht. Ist die Belieferung des Speichers schon aufgrund der Regelungen in § 61 Absatz 2 oder 3 von der EEG-Umlage befreit, kann die Regelung in § 61a EEG 2016 nicht zur Anwendung kommen, weil die Befreiung von einer Pflicht nur möglich ist, wenn die Pflicht selbst besteht. Absatz 1 Nummer 1 enthält die Regelung des § 60 Absatz 3 Satz 1 EEG 2014. Die Regelung wird um eine Nummer 2 ergänzt, um Speicher, die zur Eigenversorgung eingesetzt werden, mit Speichern gleichzustellen, die für den Einsatz im Netz der öffentlichen Versorgung verwendet werden. Mit dem EEG 2014 wurde auch die Eigenversorgung anteilig mit der EEG-Umlage belastet. Auch in diesem Bereich kann seither die EEG-Umlage sowohl bei der Zwischenspeicherung des Stroms als auch beim Verbrauch des Stroms nach der Zwischenspeicherung nach § 60 oder § 61 anfallen. Eine Doppelbelastung von Speichern bei der Ein- und Ausspeicherung des Stroms ist aber nicht gewollt. Speicher, die zur Eigenversorgung betrieben werden, sollen mit Speichern, die an das Netz angeschlossen sind, gleichgestellt werden. Voraussetzung ist in diesen Fällen, entsprechend dem Ziel der Regelung eine Doppelbelastung zu vermeiden, dass auch auf den aus dem Speicher entnommenen Strom EEG-Umlage gezahlt wird. Die Regelung beschränkt sich auf Speicher, die ausschließlich dazu genutzt werden, Strom zwischen zu speichern, der anschließend als Strom genutzt wird und auf den die EEG-Umlage anfällt. So wird ausgeschlossen, dass zwischengespeicherte Energie, auf die nach der Entnahme keine EEG-Umlage gezahlt wird (z. B. weil bei einem Gasspeicher das Gas außerhalb des Stromsektors genutzt wird), ebenfalls von der EEG-Umlage befreit wird. Speicher, die Strom aus dem Netz entnehmen und

dann zur Eigenversorgung verwenden, werden ebenfalls von der EEG-Umlage befreit. Voraussetzung ist, dass bei der Ausspeisung die EEG-Umlage fällig wird. Ausgeschlossen sind auch Speicher, die einen Teil ihres Stroms zur Selbstnutzung entnehmen, wenn auf die Selbstnutzung des Stroms keine EEG-Umlage anfällt und einen Teil in das Netz einspeisen. Dies dient der Vermeidung von Missbrauch, da sich in diesen Fällen kaum überwachen lässt, für welche Zwecke dem Speicher Strom entnommen wurde.

Zu beachten ist, dass Speicher, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zwischenspeichern, selbst als Anlagen im Sinn dieses Gesetzes eingestuft werden. Dies ist wichtig, weil es bedeutet, dass Speicher die durch eine Direktleitung mit einer oder mehreren Anlagen verbunden sind, unter die Regelung von § 61 Absatz 1 Satz 1 fallen können. In der Folge fallen nur 40 % der EEG–Umlage für den aus dem Speicher zur Eigenversorgung entnommenen Strom an. Voraussetzung ist das ausschließlich erneuerbarer Strom gespeichert wird. Das ist nie gegeben, wenn der Strom dem Netz entnommen wird, weil dann die Herkunft des Stroms nicht mehr nachgewiesen werden kann. Herkunftsnachweise können ausschließlich zur Stromkennzeichnung gegenüber dem Letztverbraucher verwendet werden, also genau nicht zum Nachweis gegenüber dem Netzbetreiber. Außerdem muss es sich um einen Fall der Eigenversorgung handeln.

Absatz 2 entspricht § 60 Absatz 3 Satz 2 EEG 2014,

Absatz 3 entspricht § 60 Absatz 3 Satz 3 EEG 2014.

Zu Nummer 14

Zu Buchstabe a

Die Änderung in § 62 Absatz 1 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folge der Aufhebung der Definition für den Begriff der finanziellen Förderung.

Zu Buchstabe b

In Nummer 3 wird ein sprachlicher Fehler behoben.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in Absatz 1 Nummer 5 ist eine redaktionelle Folge der Anfügung von Nummer 7.

Zu Buchstabe d

Die Änderung in Absatz 1 Nummer 6 ist eine redaktionelle Folge der Anfügung von Nummer 7.

Zu Buchstabe e

Dem Absatz 1 wird eine Nummer 7 angefügt. Danach sind bei der jeweils nächsten EEG-Abrechnung Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der Zahlungsansprüche zu berücksichtigen, die sich daraus ergeben, dass der Zahlungsanspruch eines Anlagenbetreibers nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 aufgrund von § 26 Absatz 2 EEG 2016 zunächst nicht fällig wurde. Dies ist dann der Fall, wenn der Anlagenbetreiber seine Datenübermittlungspflicht nach § 71 EEG 2016 nicht rechtzeitig erfüllt hat. Erfüllt der Anlagenbetreiber diese Pflicht erst so spät, dass die Strommenge nicht mehr für den Abrechnungszeitraum berücksichtigt werden kann, in dem die Anlage die betreffende Strommenge ins Netz eingespeist hat, so sind nach der neuen Nummer 7 die entsprechenden Korrekturen bei der nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.

Zu Nummer 15

Zu den Buchstaben a und b

Durch die Buchstaben a und b wird die Definition der neugegründeten Unternehmen in § 64 Absatz 6 Nummer 2a EEG 2016 verschoben und präzisiert. Ein Unternehmen ist kein neu gegründetes Unternehmen, wenn es lediglich durch Vertragsgestaltung unter Ausgründung neuer Gesellschaften die gleiche Produktion fortführt. Insbesondere Pacht- und Mietmodelle, die zudem die Bruttowertschöpfung zu beeinflussen geeignet sind, sind von der Definition der Neugründung nicht umfasst.

Zu Nummer 16

Die Bundesregierung ist aufgrund des Artikel 30 Absatz 2 Nummer 1 des Gesetzes zur Förderung der elektronischen Verwaltung verpflichtet, dem Deutschen Bundestag zu berichten, in welchen verwaltungsrechtlichen

Rechtsvorschriften des Bundes die Anordnung der Schriftform verzichtbar ist. Zu diesem Zweck wird das Projekt „Digitale Erklärung“ durchgeführt. Im Rahmen dieses Projekts wurde auch das Schriftformerfordernis in § 67 Absatz 2 EEG 2014 geprüft. Dabei ergab sich, dass die Schriftform hier nicht zwingend erforderlich ist. Auch eine elektronische Anzeige der Unternehmensumwandlung gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ist ausreichend. Daher wird nun auch die elektronische Vornahme der Anzeige im Gesetz ermöglicht.

Zu Nummer 17

Zu § 69 EEG

Durch die Ergänzung in § 69 EEG 2016 wird das BAFA ermächtigt, die genannten Daten zu den im neuen Absatz 2 genannten Zwecken zu übermitteln. Im Gegenzug wird der bisherige § 69 Absatz 1 Satz 4 gestrichen. Im Rahmen der Evaluierung und Fortschreibung der §§ 63 bis 68 EEG 2016 können Änderungen bei der Besonderen Ausgleichsregelung nur vorgenommen werden, wenn die Folgen der Änderungen auch abschätzbar sind.

Zu § 69a EEG

Die Behörden der Zollverwaltung im Aufgabenbereich Finanzkontrolle Schwarzarbeit sind nach § 16 Absatz 3 des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes die zuständige Verwaltungsbehörde im Sinn des § 36 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten für die Verfolgung der illegalen Arbeitnehmerüberlassung. Auf Ersuchen des BAFA teilen die Behörden der Zollverwaltung die im Rahmen ihrer Zuständigkeit festgestellten Verstöße gegen Bestimmungen des Arbeitnehmerüberlassungsgesetztes einschließlich der entsprechenden Unterlagen mit. Das BAFA kann folglich, wenn Unternehmen, die im Rahmen ihrer Bruttowertschöpfung hohe Kosten für eine auswärtige Bearbeitung, für die Position „sonstige Kosten“ oder für eine andere Position in der Bruttowertschöpfung veranschlagen, bei den Behörden der Zollverwaltung nachfragen, ob die Zollverwaltung bei entsprechenden Unternehmen Verstöße gegen Bestimmungen des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes festgestellt hat. Sollte dies der Fall sein und tatsächlich eine illegale Arbeitnehmerüberlassung vorliegen, wird das BAFA diese Kosten dann nicht im Rahmen der Bruttowertschöpfung berücksichtigen. Anderenfalls käme es zu einer finanziellen Begünstigung von Unternehmen, die sich rechtswidrig verhalten. Das Recht des BAFA, Außenprüfungen bei Unternehmen durchzuführen, bleibt unberührt.

Zu Nummer 18

Der neue § 71 Nummer 2 Buchstabe a EEG 2016 soll sicherstellen, dass die Netzbetreiber, die Zahlungsansprüche bedienen, wissen, ob diese überhaupt bestehen oder aufgrund des Kumulierungsverbots ausgeschlossen sind. Bei Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist, ist es zudem aufgrund von § 53b EEG 2016 eine abrechnungsrelevante Angabe, für wieviel Strom sie Regionalnachweise ausgestellt bekommen haben. Daher haben Betreiber dieser Anlagen (nicht aber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibung bestimmt worden ist) diese Strommengen nach Buchstabe b dem Netzbetreiber mitzuteilen. In der neu gefassten Nummer 2 werden alle Verweise angepasst. Inhaltliche Änderungen gehen damit nicht einher. Die Änderungen in Nummer 3 sind redaktionelle Folgen der neuen Paragrafenbezeichnung in Teil 3. Zudem ist mit der Aufnahme von § 39h in Nummer 3 nun berücksichtigt, dass auch Biomasseanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, die entsprechenden Angaben zu übermitteln haben.

Zu Nummer 19

Zu Buchstabe a

Die Neufassung von § 72 Absatz 1 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folge der neuen Paragrafenbezeichnung in Teil 3. Gleichzeitig wird der Begriff finanzielle Förderung als Folge zur Aufhebung der entsprechenden Begriffsbestimmung ersetzt.

Zu Buchstabe b

Der Begriff finanzielle Förderung wird in § 72 Absatz 2 EEG 2016 als Folge zur Aufhebung der entsprechenden Begriffsbestimmung gestrichen.

Zu Nummer 20

In § 74 EEG 2016 entfällt der deklaratorische Verweis auf das Bundesdatenschutzgesetz.

Zu Nummer 21

Die Änderung in § 76 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folge der Streichung von § 99 EEG 2014.

Zu Nummer 22

Zu Buchstabe a

Die Änderung von § 77 Absatz 1 EEG 2016 verfolgt zwei Ziele.

Satz 1 wird geändert, um die Verpflichtung der Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Angaben nach den §§ 70 bis 74 EEG 2016 im Internet zu veröffentlichen, auf die Übertragungsnetzbetreiber zu beschränken. Dies führt zu einer erheblichen Vereinfachung und zu weniger bürokratischem Aufwand. Da die Daten von den Übertragungsnetzbetreibern auch bisher veröffentlicht werden müssen, entsteht kein zusätzlicher Aufwand.

Daneben wird ein neuer Satz 2 angefügt, mit dem die Veröffentlichungspflichten bei Übertragungsnetzbetreibern und im Anlagenregister aneinander angeglichen werden. Für Anlagen mit einer installierten Leistung unter 30 kW werden der genaue Standort der Anlage und die Postleitzahl zukünftig aus Datenschutzgründen auch von den Übertragungsnetzbetreibern nicht mehr veröffentlicht. Kleinere Anlagen werden zumeist von Privatpersonen betrieben. Ihre Daten sind deshalb besonders schützenswert. Gleichzeitig sind für diese Anlagen die ausgezahlten Vergütungen und Marktprämien vergleichsweise gering, so dass auch das Transparenzinteresse vergleichsweise gering ist.

Zu Buchstabe b

§ 77 Absatz 2 EEG 2016 wird allein aus redaktionellen Gründen neu gefasst. Die Aufhebung der Begriffsbestimmung für den Begriff der finanziellen Förderung macht eine Neufassung erforderlich. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden.

Zu Buchstabe c

Die Änderungen an § 77 Absatz 3 EEG 2016 sind rein redaktionell. Die Aufhebung der Begriffsbestimmung für den Begriff der finanziellen Förderung macht die entsprechenden Änderungen erforderlich. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden.

Zu Buchstabe d

Die Änderung in § 77 Absatz 4 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folge der Definition des Begriffs Register in § 3 Nummer 39 EEG 2016.

Zu Nummer 23

Zu Buchstabe a

In § 78 Absatz 1 Satz 1 EEG 2016 wird die bisherige Formulierung „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Formulierung „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt. Diese Änderung resultiert daraus, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben wird.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in § 78 Absatz 3 Satz 1 EEG 2016 ist redaktionell. Die Aufhebung der Begriffsbestimmung für den Begriff der finanziellen Förderung macht die entsprechenden Änderungen erforderlich.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in Absatz 4 ist eine Folge der Streichung des Begriffs finanzielle Förderung.

Zu Buchstabe d

Die Änderung in Absatz 5 Satz 3 ist eine Folge der Streichung des Begriffs finanzielle Förderung.

Zu Buchstabe e

Die Änderung in Absatz 6 ist eine Folge der Streichung des Begriffs finanzielle Förderung.

Zu Nummer 24

§ 79 EEG 2016 wird einerseits an die neue Systematik des Teils 3 und die neue Nummerierung angepasst und andererseits aktualisiert und klarer strukturiert. So werden teilweise Regelungen, die bislang in der Herkunftsnachweisverordnung (HkNV) enthalten waren, direkt im EEG 2016 geregelt.

Absatz 1 benennt nun wieder – wie im EEG 2012 – die Konstellationen, in denen keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen, also die Fälle, wenn ein Anlagenbetreiber die Marktprämie, eine Einspeisevergütung oder eine Kapazitätszahlung nach dem EEG in der jeweils für die Anlage geltenden Fassung in Anspruch nimmt. In diesen Fällen erlangt der Anlagenbetreiber für den erzeugten Strom einen Zahlungsanspruch; eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen ist daher wegen des Doppelvermarktungsverbots des § 80 Absatz 2 EEG 2016 ausgeschlossen. Die ausdrückliche Beschreibung derjenigen Tatbestände, in denen das Umweltbundesamt (UBA) keine Herkunftsnachweise ausstellt, dient der Klarstellung für mögliche Antragsteller. Als zuständige Behörde wird nun durchgehend direkt das UBA genannt, so dass § 79 Absatz 4 EEG 2014 gestrichen werden konnte. Im Übrigen entspricht Absatz 1 dem bisherigen § 79 Absatz 1 Satz 1 und 2 EEG 2014.

Absatz 2 entspricht dem bisherigen § 79 Absatz 1 Satz 3 und 4 EEG 2014. Da die HkNV erweitert und in Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung (HkRNV) umbenannt wird, wird der bisherige Verweis auf die HkNV durch den Verweis auf die HkRNV ersetzt.

Absatz 3 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 79 Absatz 2 EEG 2014. Der neue Satz 2 zur Zuständigkeit beim Verkehr mit den Behörden anderer Mitgliedsstaaten etc., der bisher in § 5 HkNV enthalten war, ist nun direkt im EEG 2016 geregelt. Da diese Aufgabe auch bislang vom UBA wahrgenommen wurde, ist die Zuständigkeit des UBA nun ebenfalls direkt in Absatz 3 geregelt.

Absatz 4 entspricht dem bisherigen § 79 Absatz 3 EEG 2014.

Absatz 5 entspricht dem bisherigen § 3 Absatz 2 HkNV und ist nur direkt im EEG 2016 geregelt.

Nach Absatz 6 kann das UBA von den Personen, die das Herkunftsnachweisregister nutzen, die Übermittlung insbesondere der in Absatz 6 aufgezählten Daten verlangen. Das betrifft Personen, die ein Konto beim Herkunftsnachweisregister haben, Dienstleister, Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisationen, die bei diesem Register registriert sind, sowie Nutzer dieses Registers nach § 2 Nummer 4 der Herkunfts- und Regionalnachweisregister-Durchführungsverordnung (HkRNDV). Von den Angaben und Daten nach Nummer 1 sind insbesondere Vor- und Zuname, Adresse, Staat des Wohnsitzes sowie Telefonnummer und E-Mail-Adresse umfasst, die eine natürliche Person nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 HkRNDV angeben muss, wenn sie ein Konto beim Herkunftsnachweisregister beantragt. Nach Nummer 2 ist, wenn vorhanden, die Umsatzsteuer-Identifikationsnummer anzugeben. Natürliche Personen, die über ein Konto im Herkunftsnachweisregister verfügen, werden grundsätzlich im Rahmen der Ausübung eines Handelsgewerbes tätig. Als solche verfügen sie im Regelfall über eine Umsatzsteuer-Identifikationsnummer. Diese muss der Registerverwaltung bekannt sein, um eine missbräuchliche Nutzung des Kontos im Herkunftsnachweisregister verhindern zu können, beispielsweise im Zusammenhang mit der Hinterziehung der Umsatzsteuer im grenzüberschreitenden Handel mit Herkunftsnachweisen (sog. Umsatzsteuerbetrug).

Absatz 7 entspricht dem bisherigen § 79 Absatz 5 EEG 2014.

§ 79a EEG 2016 ist neu. Er ist parallel zu § 79 EEG 2016 aufgebaut und enthält die grundlegenden Bestimmungen für die neue regionale Grünstromkennzeichnung. Das BMWi hat dazu Anfang 2016 ein Eckpunktepapier veröffentlicht.[22)] Ziel der regionalen Grünstromkennzeichnung ist es, die Akzeptanz der Energiewende vor Ort zu erhöhen. Durch eine solche Kennzeichnung können sich Stromverbraucher besser mit den Erneuerbare-Energien-Anlagen in ihrer Region identifizieren. Eine höhere Akzeptanz kann dazu beitragen, dass vor Ort, wo die Energiewende stattfindet, Flächen für neue Anlagen ausgewiesen werden. Neue Flächenausweisungen sind für den weiteren Ausbaupfad, aber auch für ausreichenden Wettbewerb in den Ausschreibungen unerlässlich. Die mit dem EEG 2016 eingeführte Möglichkeit zur regionalen Grünstromkennzeichnung ist hierfür ein erster Schritt.

---

22) Siehe hierzu im Internet unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/regionale-gruenstromkennzeichnung-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf.

Das BMWi wird 2018 in Abstimmung mit dem Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz eine Verbraucherstudie zu Erwartungen an Grünstrom erstellen.

Die regionale Grünstromkennzeichnung ist optional, d.h. sie kann, muss aber nicht genutzt werden. Wenn ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Möglichkeit nutzt, kann es in der Stromkennzeichnung ausweisen, welcher Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien, der durch die EEG-Umlage finanziert ist, im regionalen Zusammenhang (ca. 50 km-Umkreis) zum jeweiligen Letztverbraucher erzeugt wurde. Dafür legt das Umweltbundesamt (UBA) Regionen im Umkreis von – mit gewissen Vereinfachungen und Erweiterungen – 50 km um den Letztverbraucher fest und veröffentlicht diese. Für die regionale Grünstromkennzeichnung kann gegenüber einem bestimmten Letztverbraucher nur Strom aus Anlagen, die in seiner Region liegen, genutzt werden. Grundlage der neuen Kennzeichnungsmöglichkeit sind die neuen Regionalnachweise nach § 3 Nummer 38 EEG 2016. Die Nutzung der Regionalnachweise stellt sicher, dass die in regionalem Zusammenhang erzeugte Strommenge gegenüber dem Letztverbraucher korrekt ausgewiesen wird. Insbesondere kann so die „regionale Eigenschaft“ einer kWh Strom auch nur einmal ausgewiesen werden. Zudem stellt die Nutzung der Nachweise sicher, dass die regionale Eigenschaft auch nur gegenüber Letztverbrauchern ausgewiesen wird, in deren Region die Anlage steht, die die kWh erzeugt hat.

Das Instrument kann nur genutzt werden, um für den Stromanteil des Letztverbrauchers, der aus der EEG-Umlage finanziert ist, auszuweisen, inwieweit dieser Stromanteil in regionalem Zusammenhang zum Verbrauch erzeugt wurde. Mit einem Regionalnachweis kann also nicht Strom mit einer „grünen Eigenschaft“ versehen werden, sondern es kann nur für EEG-Strom in der Stromkennzeichnung eine zusätzliche „regionalen Eigenschaft“ ausgewiesen werden. Die Grünfärbung von Graustrom ist mit Regionalnachweisen also nicht möglich.

Um Synergieeffekte zu nutzen und die Mehrkosten der regionalen Grünstromvermarktung möglichst gering zu halten, kann die Verwaltung der Regionalnachweise, auf dem bestehenden Herkunftsnachweisregister aufbauen, wenn dies sinnvoll möglich ist. Die Nutzung der optionalen Grünstromkennzeichnung wird gebührenfinanziert, so dass sie die EEG-Umlage nicht belastet. Die Mehrkosten durch die Gebühren kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das die Nachweise nutzen möchte, an die Kunden weitergeben, die sich für einen Wechsel in einen Regionalstromtarif entscheiden. Für Strom, für den Regionalnachweise ausgestellt werden, wird der anzulegende Wert nach § 53b EEG 2016 um 0,1 Cent/kWh reduziert, wenn der anzulegende Wert gesetzlich (d.h. nicht durch Ausschreibungen) bestimmt ist. Je nach dem Umfang, in dem Regionalnachweise genutzt werden, entlastet dies das EEG-Konto entsprechend.

Absatz 1 überträgt den § 79 Absatz 1 EEG 2016 auf Regionalnachweise. Danach stellt das Umweltbundesamt die Regionalnachweise aus, überträgt und entwertet sie. Nach Nummer 1 werden Regionalnachweise nur für Strom ausgestellt, der in der Marktprämie direkt vermarktet wird (Veräußerungsform des § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2016). Für Strom in einer Einspeisevergütung werden keine Regionalnachweise ausgestellt. Strom in der Einspeisevergütung wird vom Anschlussnetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen an der Strombörse verkauft. Stromversorger, die einen Regionalstromtarif aufsetzen wollen, werden diesen Tarif in aller Regel für mehrere Jahre nutzen wollen. Voraussetzung dafür ist, dass sie sich vertraglich, auch über Zwischenstufen wie z. B. über den Direktvermarkter, den Zugriff auf Regionalnachweise aus Anlagen sichern können, die in der Region der Letztverbraucher des Stromversorgers stehen. Das ist möglich, wenn die Regionalnachweise mit dem „zugehörigen“ Strom einem Direktvermarkter veräußert werden, nicht aber, wenn die Regionalnachweise mit dem Strom aus der Einspeisevergütung an der Strombörse in einen allgemeinem „Pool“ eingingen, wo sich Stromversorger die von ihnen benötigten Regionalnachweise nicht langfristig vertraglich sichern könnten. Zudem können Anlagenbetreiber, die ihren Strom in der Marktprämie direkt vermarkten, mit dem Direktvermarkter vereinbaren, wer die Mehrkosten (z. B. Gebühren für das Herkunftsnachweisregister) und etwaige Mindereinnahmen aufgrund § 53b EEG 2016 trägt. Diese Möglichkeit haben Anlagenbetreiber in der festen Einspeisevergütung nicht. Für Strom, der nach § 21a auf sonstige Weise (also ohne EEG-Zahlung) direkt vermarktet wurde, werden ebenfalls keine Regionalnachweise ausgestellt. Dies ist Ergebnis entsprechender Stellungnahmen zum Eckpunktepapier zur regionalen Grünstromkennzeichnung. Für den sonstig direktvermarkteten Strom stellt das UBA nach § 79 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 Herkunftsnachweise aus. Diese berechtigen den Stromversorger, den Strom, den er an Letztverbraucher liefert, als ungeförderten „Grünstrom“ auszuweisen („sonstige erneuerbare Energien" im Sinn des § 42 Absatz 1 Nummer 1 i.V.m. Absatz 5 Nummer 1 EnWG). Dabei kann der Versorger – außerhalb der Stromkennzeichnung – seinen Kunden auch den Standort der Anlage mitteilen, der nach § 2 Nummer 5 auf dem Herkunftsnachweis vermerkt sein muss. Insofern ist es dem Lieferanten

bereits heute möglich, im Rahmen des Segments „sonstige erneuerbaren Energien“ „Regionalprodukte" zu gestalten. Bei der sonstigen Direktvermarktung besteht daher kein Anlass, Regionalnachweise auszustellen. Die regionale Grünstromkennzeichnung soll den freiwilligen Ökostrommarkt nicht stören, sondern seine Möglichkeiten ergänzen.

Nach Absatz 2, der für Regionalnachweise das Pendant zu § 79 Absatz 2 EEG 2016 darstellt, erfolgen die Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Regionalnachweise elektronisch und nach Maßgabe der Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung. Das Umweltbundesamt hat Maßnahmen zu ergreifen, um die Regionalnachweise vor Missbrauch zu schützen.

Nach Absatz 3 kann das das UBA auch für Strom aus Anlagen im Ausland, die erfolgreich an einer „geöffneten“ Ausschreibung nach § 5 Absatz 2 Satz 2 teilgenommen haben, Regionalnachweise ausstellen. Voraussetzung ist, dass der Strom, für den der Regionalnachweis ausgestellt worden ist, an einen Letztverbraucher im Bundesgebiet geliefert wird. Damit kommt den Letztverbrauchern auch tatsächlich der Anteil des Stroms aus EEG-finanzierten erneuerbaren Energien zugute, der dem Letztverbrauchers mittels der Regionalnachweise in der Stromkennzeichnung als in der Region erzeugt ausgewiesen wird. Anders § 79 Absatz 3 EEG 2016 zu ausländischen Herkunftsnachweisen enthält Absatz 3 keine Regelung zur Anerkennung im Ausland ausgestellter Regionalnachweise. Es gibt bislang keine vergleichbaren Nachweise im grenznahen Ausland – also potentiell noch innerhalb der Region von deutschen Verbrauchern liegend. Zudem bestünde für solche Nachweise – anders als nach Artikel 16 Absatz 9 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) für Herkunftsnachweise – auch keine Pflicht zur Anerkennung im Inland.

Nach Absatz 4 Satz 1, der für Regionalnachweise das Pendant zu § 79 Absatz 4 EEG 2016 darstellt, richtet das UBA ein Regionalnachweisregister als elektronische Datenbank ein, in der die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen registriert werden. Das Umweltbundesamt darf das Regionalnachweisregister nach Satz 2 gemeinsam mit dem Herkunftsnachweisregister betreiben. Dies ermöglicht es, Synergieeffekte zu nutzen und die Mehrkosten der regionalen Grünstromvermarktung möglichst gering zu halten.

Nach Absatz 5 Satz 1 werden Regionalnachweise jeweils für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde ausgestellt. Nach Satz 2 darf für jede Kilowattstunde nur ein Regionalnachweis ausgestellt werden. Nach Satz 3, dürfen Regionalnachweise nur entlang der vertraglichen Lieferkette des Stroms, für den sie ausgestellt worden sind, übertragen werden. Durch die Übertragbarkeit nur entlang der Lieferkette soll sichergestellt werden, dass der Bezug des Letztverbrauchers zu der Anlage erhalten bleiben kann, die den Strom erzeugt hat, für den der Regionalnachweis ausgestellt wurde. Bei einer getrennten Übertragbarkeit wäre es hingegen z. B. für einen Versorger möglich, Regionalnachweise aus Anlagen zu erwerben, zu denen er keinen Bezug hat. Eine getrennte Übertragbarkeit würde zudem das Aufsetzen von Stromprodukten deutlich erschweren, da dann unsicher wäre, ob einem Stromversorger die regionale Eigenschaft aus den erforderlichen Anlagen auch im nächsten Jahr wieder zur Verfügung stünde. Bei einer Übertragbarkeit entlang der vertraglichen Lieferkette kann dies hingegen vertraglich sichergestellt werden, so dass es einem Versorger möglich wird, Regionalstromtarife über mehrere Jahre abzusichern. Die Regionalnachweise können entlang der gesamten vertraglichen Lieferkette übertragen werden, unabhängig davon, wie viele Akteure zwischen Anlagenbetreiber und Versorger zwischengeschaltet sind. Dadurch können die bestehenden Liefer- und Vertragsstrukturen möglichst weitgehend beibehalten werden. Detailregelungen zum Nachweis der Übertragung entlang der vertraglichen Lieferkette können im Rahmen der HkRNV und der HkRNDV spezifiziert werden.

Absatz 6 beschreibt das System der Regionen für die Grünstromkennzeichnung. Es werden gleitende Regionen im Umkreis von – 50 km um den jeweiligen Verbraucher festgelegt. Zu den Vorteilen gleitender Regionen gegenüber fixen Regionen und der grafischen Veranschaulichung zur Bestimmung der Regionen wird auf das Eckpunktepapier des BMWi zur regionalen Grünstromkennzeichnung[23)] verwiesen.

Nach Satz 1 entwertet das Umweltbundesamt (UBA) auf Antrag einen Regionalnachweis, wenn er für Strom aus einer Anlage ausgestellt worden ist, die sich in der Region des belieferten Letztverbrauchers befindet. Auf den Regionalnachweisen wird dafür nach § 2a Nummer 4 HkRNV das Postleitzahlengebiet (PLZ-Gebiet) vermerkt, in dem die betreffende Anlage liegt. Diese Entwertung ist Voraussetzung dafür, dass der Regionalnachweis nach

[23)] Siehe hierzu im Internet unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/regionale-gruenstromkennzeichnung-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf.

Absatz 8 für die Stromkennzeichnung verwendet werden darf. Dadurch ist mittels der Regionalnachweise sichergestellt, dass die regionale Eigenschaft nur gegenüber Letztverbrauchern ausgewiesen wird, in deren Region die Anlage steht, die die kWh erzeugt hat.

Nach Satz 2 umfasst die Region des belieferten Letztverbrauchers alle PLZ-Gebiete, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um das PLZ-Gebiet befinden, in dem der Letztverbraucher den Strom verbraucht. Das Abstellen auf PLZ-Gebiete zur Bestimmung der Region – anstatt auf die Adresse des einzelnen Verbrauchers – vereinfacht die Handhabung und reduziert angemessen die Anzahl der Regionen. Es sind dabei nur PLZ-Gebiete relevant, in denen Strom verbraucht wird, also z. B. keine Postleitzahlen für reine Postfächer.

Damit nicht die einzelnen Akteure, die an der regionalen Kennzeichnung teilnehmen, die Regionen selbst ermitteln müssen, bestimmt und veröffentlich das UBA nach **Satz 3** für jedes PLZ-Gebiet, in dem Strom verbraucht wird, welche weiteren PLZ-Gebiete zu dieser Region gehören. Eine Region besteht also aus mehreren PLZ-Gebieten um ein zentrales Verbraucher-PLZ-Gebiet herum. Die Festlegung und Veröffentlichung durch das UBA vermeidet auch Unsicherheit für die Akteure, welche PLZ-Gebiete die Region eines Verbraucher-PLZ-Gebiets umfasst.

Bei Gemeinden, die mehrere PLZ-Gebiete umfassen, soll das UBA nach Satz 4 auf die gesamte Gemeinde, in der der Letztverbraucher den Strom verbraucht, abstellen. Hierdurch wird die Zahl der Regionen weiter reduziert. Auch bei großen Städten können so Anlagen im Umland um die gesamte Stadt in die Kennzeichnung einbezogen werden. Außerdem bleibt die Region so für den Verbraucher gleich, wenn er nur innerhalb seiner Gemeinde umzieht.

Nach Absatz 7 hat ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das für das vorangegangene Kalenderjahr die regionale Grünstromkennzeichnung nutzen will, für jede Region, für die es Regionalnachweise nutzen will, die erforderlichen Angaben bis zum 28. Februar eines Jahres an das Umweltbundesamt zu melden. Dieses Datum ist identisch mit dem Stichtag nach § 71 Nummer 1 für die Datenmeldungen des Anlagenbetreibers für die EEG-Endabrechnung des Vorjahres. Da sich der anzulegende Wert im Falle des § 53b reduziert, muss dies spätestens bei der Endabrechnung des Anlagenbetreibers berücksichtigt werden können. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen muss nach Nummer 1 die Strommenge melden, die es an seine Letztverbraucher in dieser Region geliefert hat und in der Stromkennzeichnung nach § 78 EEG 2016 und § 42 EnWG als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ ausweisen muss. Nach Nummer 2 muss es die Regionalnachweise melden, die es für diese Region entwerten lassen will.

Absatz 8 ergänzt die Regeln, die das EEG zur Stromkennzeichnung enthält. In dem Umfang, in dem ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen Regionalnachweise nach Absatz 7 Nummer 2 – für die jeweils passende Region – entwerten lässt, darf es sie für die Stromkennzeichnung verwenden. In der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG darf das Unternehmen gegenüber Letztverbrauchern der jeweiligen Region nach Satz 1 ausweisen, zu welchen Anteilen der Strom, den das Unternehmen gegenüber diesen Letztverbrauchern nach § 78 Absatz 1 als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ kennzeichnen muss, in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann also nur den Stromanteil aus „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ optional zusätzlich als regional erzeugt und verbraucht kennzeichnen, nicht aber einen etwaigen Stromanteil aus „sonstigen erneuerbaren Energien“. Für die Kennzeichnung als Strom aus „sonstigen erneuerbaren Energien“ muss ein Versorger nach § 42 Absatz 5 Satz 1 Nummer 1 EnWG Herkunftsnachweise (aus dem In- oder Ausland) nach § 79 EEG 2016 verwenden. Auf Herkunftsnachweisen ist – neben der Grundaussage – dass die betreffenden Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt, auch der Standort der Anlage vermerkt, die den Herkunftsnachweis generiert hat. Bei Herkunftsnachweisen kann der Versorger – außerhalb der Stromkennzeichnung – seinen Kunden auch den Standort der Anlage mitteilen, der in dem Herkunftsnachweis vermerkt ist. Wenn nun ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen z. B. gegenüber einem Verbraucher in Norddeutschland einen Herkunftsnachweis z. B. aus einer Anlage aus Österreich zur Kennzeichnung eines Stromanteils aus „sonstigen erneuerbaren Energien“ verwendet, könnte es für Verwirrung sorgen, wenn es für diesen Anteil zusätzlich noch Regionalnachweise aus norddeutschen Anlagen verwenden könnte. Mit der Begrenzung der regionalen Kennzeichnungsmöglichkeit auf den aus der EEG-Umlage finanzierten Stromanteil aus erneuerbaren Energien geht auch einher, dass der mögliche Stromanteil, der als regional erzeugt markiert werden kann, mit dem steigenden Zubau der erneuerbaren Energien wächst.

Mit der Begrenzung der Kennzeichnungsmöglichkeit auf den aus der EEG-Umlage finanzierten Stromanteil geht auch Satz 2 einher. Danach kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das mehr Regionalnachweise entwerten lässt, als es der Strommenge aus „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage" entspricht, die es an Letztverbraucher in der betreffenden Region geliefert hat, die darüber hinaus gehenden Regionalnachweise nicht zur Stromkennzeichnung nutzen. Details, insbesondere zu konkreten graphischen Ausweisung der Regionalität können im Rahmen der HkRNV und der HkRNDV spezifiziert werden.

Nach Absatz 9 Satz 1 ist § 79 Absatz 6 EEG 2016 entsprechend anzuwenden. Das bedeutet, dass das Umweltbundesamt von den Personen, die das Regionalnachweisregister nutzen, die Übermittlung der in § 79 Absatz 6 EEG 2016 aufgeführten Angaben verlangen kann. Nach Satz 2 Nummer 1 kann das Umweltbundesamt zusätzlich von Personen, die das Regionalnachweisregister nutzen, Auskunft verlangen über die vertragliche Lieferkette für Strom, für den Regionalnachweise ausgestellt werden sollen, insbesondere über die an der Lieferkette beteiligten Personen und die betreffende Strommenge. Das ist erforderlich, um die Einhaltung von § 79a Absatz 5 Satz 3 EEG 2016 sicherstellen zu können. Nach Satz 2 kann der Netzbetreiber vom Umweltbundesamt Auskunft verlangen, ob und in welchem Umfang einem Anlagenbetreiber Regionalnachweise ausgestellt worden sind. Das ist erforderlich, damit der Netzbetreiber prüfen kann, ob ein Anlagenbetreiber seiner Meldepflicht nach § 71 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 nachgekommen ist und ob bei den Vergütungszahlungen § 53b EEG 2016 berücksichtigt wurde.

Nach Absatz 10 ist § 79 Absatz und 7 EEG 2016 entsprechend anzuwenden, d.h. Regionalnachweise sind keine Finanzinstrumente im Sinn des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes.

Zu Nummer 25

Zu Buchstabe a

In § 80 Absatz 1 EEG 2016 wird ein Verweis an die geänderte Paragrafenbezeichnung angepasst.

Zu Buchstabe b

Bei Doppelbuchstabe aa handelt sich zum einen um eine redaktionelle Folgeänderung in Absatz 2 Satz 1, die daraus resultiert, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben wird. Zum anderen gilt das Doppelvermarktungsverbot nicht nur, wenn für den Strom eine finanzielle Förderung nach § 19 EEG 2016 gezahlt wurde, sondern auch, wenn dafür eine Zahlung nach § 50 EEG 2016 geleistet wurde. Letzteres wird durch Doppelbuchstabe bb auch in Satz 2 ergänzt.

Doppelbuchstabe cc fügt einen neuen Satz 3 an, wonach Absatz 2 Satz 1 und 2 nicht auf Regionalnachweise anzuwenden sind. Regionalnachweise dürfen schon nach § 79a Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 für Strom ausgestellt werden, für den die Marktprämie gezahlt wurde.

Zu Nummer 26

Der neue § 80a stellt das durch die Europäischen Kommission in ihrer Entscheidung zum EEG 2014 festgelegte Kumulierungsverbot sicher. Die Anwendung des Kumulierungsverbots wird leicht modifiziert. In Zukunft können Beihilfen neben dem EEG gewährt werden, wenn dadurch keine Überförderung entsteht. Die Regelung stellt sicher, dass im EEG bestehende Förderlücken durch ergänzende Programme geschlossen werden können.

Zu Nummer 27

§ 81 EEG 2016 regelt die Clearingstelle EEG. Diese Clearingstelle genießt ein hohes Ansehen in der Fachwelt; sie hat sich bewährt und wird fortgesetzt. Dies ist auch das Ergebnis einer externen Evaluierung im Jahr 2014.

Frühere Kritikpunkte an der Arbeit der Clearingstelle EEG (z. B. zu lange Verfahrensdauer und unzureichende Rechtsverbindlichkeit ihrer Entscheidungen) konnten zwischenzeitlich weitgehend erledigt werden: Die Dauer neuer Verfahren konnte spürbar verkürzt werden, und mit dem Schiedsverfahren steht den Parteien ein Verfahren zur Verfügung, dessen Abschluss die Wirkungen eines Prozessvergleichs hat. Infolge dessen sind nur geringfügige Änderungen an § 81 EEG 2016 erforderlich.

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Buchstabe a Doppelbuchstabe aa passt Verweise an, die aufgrund des neuen Standorts der Begriffsbestimmungen und der Änderungen in Teil 3 aktualisiert werden müssen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Doppelbuchstabe bb ergänzt § 81 Absatz 2 Nummer 4 EEG 2016 dahingehend, dass die Clearingstelle nun auch für Fragen und Streitigkeiten zur Messung des von einer Anlage erzeugten Stroms zuständig ist. Wie bereits in der Begründung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ausgeführt (BR-Drucks. 543/15, S. 183), kann die Zuständigkeit der Clearingstelle EEG auch für Streitigkeiten mit Messstellenbetreibern gegeben sein, sofern sie das EEG betreffen. Dementsprechend wird Absatz 2 Nummer 4 ergänzt, um klarzustellen, dass dies insbesondere Fragen zur Messung in den von Nummer 4 erfassten Fällen betrifft. Soweit das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik oder die BNetzA, insbesondere nach § 81 Absatz 3 Satz 2 EEG 2016 oder nach dem Messstellenbetriebsgesetz, zuständig sind, ist die Zuständigkeit der Clearingstelle nicht eröffnet

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Ergänzung von § 81 Absatz 4 Satz 1 EEG 2016 entspricht dem Wunsch der Verfahrensparteien nach einer abschließenden Klärung einer konkreten Streitigkeit. Wenn z. B. umstritten ist, ob ein Netzbetreiber einen Rückforderungsanspruch gegen einen Anlagenbetreiber hat, so kann die Clearingstelle nicht nur die zugrundeliegende Norm des EEG auslegen und anwenden, sondern auch z. B. das Bestehen von Einwendungen oder die Frage der Fälligkeit klären.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Ergänzung von § 81 Absatz 4 Satz 4 EEG 2016 stellt klar, dass im Falle eines schiedsrichterlichen Verfahrens nach dem Zehnten Buch der Zivilprozessordnung (ZPO) das Recht zur Anrufung eines ordentlichen Gerichts von Gesetzes wegen durch die §§ 1059 und 1062 bis 1065 ZPO eingeschränkt ist.

Zu Buchstabe c

Die Nennung der Messstellenbetreiber in § 81 Absatz 5 Satz 1 EEG 2016 korrespondiert mit der Ergänzung von Absatz 4 Satz 2, die durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vorgenommen wurde (BR-Drucks. 543/15). Damit wurde klar gestellt, dass auch Messstellenbetreiber Verfahrenspartei sein können. In der Folge ist auch Absatz 5 entsprechend um den Messstellenbetreiber als antragsberechtigte Person ergänzt worden.

Zu Nummer 28

§ 82 EEG 2016 wird aufgrund der neuen Nummerierung der Paragrafen redaktionell angepasst.

Zu Nummer 29

In § 83 EEG 2016 werden redaktionelle Änderungen vorgenommen, die aus den neuen Paragrafenbezeichnungen und aus der Aufhebung des Begriffs der finanziellen Förderung folgen.

Zu Nummer 30

Der neue § 83a EEG 2016 regelt den Rechtsschutz bei Ausschreibungen. Er orientiert sich an dem bisherigen § 39 der FFAV.

Nach Absatz 1 Satz 1 sind gerichtliche Rechtsbehelfe nur mit dem Ziel zulässig, die BNetzA zur Erteilung eines Zuschlags zu verpflichten. Mit diesem Ziel kann somit die Beschwerde nach § 85 Absatz 3 EEG 2016 in Verbindung mit § 75 Absatz 1 Satz 1 EnWG erhoben werden. Die Vorschrift betrifft nur Rechtsbehelfe, die sich unmittelbar gegen die Ausschreibung oder ihre Ergebnisse richten. Ausgeschlossen werden damit Feststellungsklagen bezüglich der Rechtswidrigkeit der Ausschreibung oder Verpflichtungsklagen auf Unterlassung einer Ausschreibung. Nicht betroffen sind Sekundäransprüche wie Schadenersatz- oder Amtshaftungsansprüche. Satz 2 sieht vor, dass die Beschwerde nur begründet ist, wenn der Rechtsfehler kausal dafür war, dass der Bieter keinen Zuschlag

erhalten hat. Rechtmittel, die sich allein gegen Verfahrensfehler richten, die keine Auswirkungen auf den Zuschlag hatten, sind damit ausgeschlossen. In diesem Fall sind keine subjektiven Rechte verletzt. Es ist nicht erforderlich, ein Klagerecht einzuräumen. Die Vorschrift hat rein klarstellenden Charakter. In der Rechtsprechung und Literatur zum EnWG ist einhellig anerkannt, dass die Verpflichtungsbeschwerde nur dann Erfolg haben kann, wenn ein materielles subjektives Recht des Beschwerdeführers auf Erteilung der erstrebten Begünstigung besteht. Dies kann aber allein dann angenommen werden, wenn ohne den Fehler ein Zuschlag hätte erteilt werden müssen. Ist das Gebot jedoch zu hoch oder mangelt es ihm an wesentlichen Voraussetzungen für die Zuschlagserteilung (etwa keine eindeutige Angabe zum angebotenen Preis/der angebotenen Menge), so kann ein subjektives Recht auf Zuschlagserteilung nicht angenommen werden. Satz 3 bestimmt, dass die BNetzA, sofern sie gerichtlich dazu verurteilt wird, einen Zuschlag auch über das in § 28 EEG 2016 festgelegte Ausschreibungsvolumen hinaus erteilen kann. Diese Bestimmung gewährleistet, dass die BNetzA einer Verurteilung nachkommen kann, ohne dass die Bestandskraft der übrigen Entscheidungen in Frage gestellt werden muss. Die BNetzA hat somit die Möglichkeit, dem Interesse der erfolgreichen Bieter an der Bestandskraft ihrer Zuschläge Vorrang einzuräumen gegenüber der Kontingentierung der Ausschreibungsmenge. Damit wird den erfolgreichen Bietern ein erhöhtes Maß an Planungssicherheit ermöglicht.

Begründet das Ergebnis eines Gerichtsverfahrens Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Entscheidungen gegenüber anderen Bietern, kann die BNetzA im Rahmen ihres Ermessens prüfen, ob eine Rücknahme von Zuschlägen angezeigt ist.

Satz 4 stellt klar, dass Sekundärrechtsschutz weiterhin geltend gemacht werden kann. Ein Ausschluss aller Rechtsbehelfe zur Geltendmachung sonstiger bestehender Ansprüche wie Schadensersatz- oder Amtshaftungsansprüche wäre mit Artikel 19 Absatz 4 GG nicht vereinbar.

Absatz 2 Satz 1 stellt klar, dass ein gerichtliches Verfahren nach Absatz 1 die Bestands-kraft eines erteilten Zuschlags bzw. einer ausgestellten Zahlungsberechtigung nicht beeinträchtigt. Satz 2 schließt die Drittanfechtung von Zuschlägen oder Zahlungsberechtigungen aus. Dieser Ausschluss findet seinen Grund in der Regelung des Absatzes 1 Satz 2. Durch die dort vorgesehene Möglichkeit, im Falle einer gerichtlichen Verurteilung auch über das Ausschreibungsvolumen hinaus Zuschläge zu erteilen, besteht keine echte Konkurrenzsituation. Unterlegene Bieter können ihr Ziel auch ohne eine Drittanfechtungsklage erreichen, insofern besteht kein subjektives Recht auf die Anfechtung des Bescheids eines Dritten.

Gleichzeitig ist es äußerst wichtig, Drittanfechtungen zu vermeiden. Drittanfechtungsklagen könnten im schlimmsten Fall dazu führen, dass eine Vielzahl von Projekten über mehrere Jahre nicht realisiert werden kann. Ziel des Gesetzes ist es, dass bestimmte Zubaukorridore eingehalten werden (vgl. § 1 Absatz 2 und § 4 EEG 2016). Langwierige Klagen könnten dieses Ziel nachhaltig beeinträchtigen.

Zu Nummer 31

Die Änderungen an § 84 EEG 2016 sind redaktioneller Art und resultieren aus der Aufhebung des Begriffs der finanziellen Förderung.

Zu Nummer 32

Zu Buchstabe a

In § 85 Absatz 1 EEG 2016 wird durch die neue Nummer 1 der BNetzA die Aufgabe zugewiesen, die Ausschreibungen nach den §§ 28 bis 39h EEG 2016 durchzuführen. Die neue Nummer 2 dient dazu, sicherzustellen, dass die Transparenzpflichten des Beihilferechts erfüllt werden. Die in Nummer 3 Buchstabe a bis d enthaltenen Aufgaben entsprechen inhaltlich den bisherigen Nummern 1 bis 4 des § 85 Absatz 1 EEG 2014, wobei Buchstabe b geändert wird, um die Überwachungskompetenz auf die Verteilernetzbetreiber auszudehnen. Im Übrigen werden kleinere Änderungen redaktioneller Art vorgenommen.

Zu Buchstabe b

Der bisherige § 85 Absatz 2 EEG 2014 wird aufgehoben. Die Kontrollbefugnis der BNetzA ergibt sich bereits daraus, dass in dem neuen Absatz 3 die Bestimmungen des Teils 8 EnWG für anwendbar erklärt werden. Insbesondere § 69 Absatz 1 Satz 1 EnWG räumt der BNetzA hinreichende Kontrollbefugnisse ein. Im Gegenzug wird der neue Absatz 3 erweitert. Die Kontrolle über Anlagenbetreiber, die keine Unternehmen sind, wird explizit aufgenommen.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

In § 85 Absatz 2 EEG 2016 wird die bisherige Nummer 3 durch die neuen Nummern 3 bis 11 ersetzt. Diese räumen der BNetzA die Befugnis ein, Festlegungen nach § 29 EnWG im Zusammenhang mit dem Ausschreibungsverfahren zu treffen.

Nummer 3 wird angepasst, da der Wechsel zwischen den Veräußerungsformen nunmehr in den §§ 21b und 21c EEG 2016 geregelt ist.

Nummer 4 erlaubt es der BNetzA, von § 30 EEG 2016 abweichende Anforderungen an die Gebote für Solaranlagen und die Bieter zu stellen, um die Ernsthaftigkeit und Verbindlichkeit der Gebote zu gewährleisten.

Nummer 5 ermöglicht es der BNetzA, festzulegen, welche Nachweise Bieter erbringen müssen, um zu belegen, dass die Flächen, auf denen eine Freiflächenanlage errichtet werden soll bzw. errichtet wurde, tatsächlich als Ackerland genutzt worden sind.

Einen zusätzlichen Ausschlussgrund für Gebote kann die BNetzA nach Nummer 6 festlegen. Es kann ein Ausschluss vorgesehen werden, soweit ein Gebot für einen bestimmten Standort in einer vorangegangenen Ausschreibung einen Zuschlag erhalten hat und der Zuschlag erloschen ist.

Nähere Bestimmungen zu den Angaben, die zusätzlich zu dem Antrag des Bieters auf Ausstellung einer Zahlungsberechtigung übermittelt werden sollen, können auf Grundlage der Nummer 7 festgelegt werden.

Nummer 8 sieht schließlich vor, dass die BNetzA Festlegungen dazu treffen kann, welche Nachweise der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber verlangen muss.

Nummer 9 ermächtigt die BNetzA die Preisregel auf ein Einheitspreisverfahren umzustellen. Die Wahl der Preisregel hängt wesentlich vom Wettbewerbsniveau und der Erfahrung der Marktteilnehmer ab. Bei einem hohen Wettbewerbsniveau ist zu erwarten, dass sich die Ergebnisse beider Preisregeln mit zunehmender Erfahrung der Akteure immer weniger unterscheiden. In diesem Fall kann es sinnvoll sein, im Sinn der Vereinfachung der Abwicklung auf ein Einheitspreisverfahren umzusteigen.

Nach Nummer 10 kann die BNetzA die Sicherheiten und Pönalen anheben. Sind die Teilnahmevoraussetzungen niedrig, kommt es zu einer geringen Realisierung der Gebote. In diesem Fall müssen die finanziellen Sicherheiten und Pönalen erhöht werden. Hintergrund hierfür sind folgende Effekte: Zum einen könnten bezuschlagte Bieter freiwillig ihre Projekte nicht realisieren und stattdessen ihre geleisteten (niedrigen) Sicherheiten aufgeben bzw. die (geringen) Strafen hinnehmen, wenn sie sich bei der Abgabe des Gebots über die Kosten geirrt haben. Zum anderen generieren die geringen Kosten einer Nichtrealisierung einen zusätzlichen Anreiz für die Bieter, ihre Gebote zu Gunsten der Zuschlagswahrscheinlichkeit zu reduzieren.

Nummer 11 erlaubt eine Verkürzung der Realisierungsfrist. Auch dies dient der Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit. Ein kurzer Realisierungszeitraum senkt die Unsicherheiten bei der Gebotsabgabe (z. B. zu den Kosten für die Anlagen und das Zinsniveau) und kann so helfen, zu niedrige Gebote zu verhindern.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung in Nummer 12 ist eine redaktionelle Folge des geänderten Absatz 2.

Zu Doppebuchstabe cc

Die bisherige Nummer 5 wird Nummer 13.

Zu Buchstabe d

Der bisherige § 85 Absatz 4 EEG 2014 wird in zwei Punkten geändert: Die Streichung des Verweises auf § 92 EnWG in Doppelbuchstabe aa ist eine Folge der Aufhebung dieses Paragrafen, und mit Doppelbuchstabe bb werden Kontrollen bei Anlagenbetreibern ermöglicht, die keine Unternehmen sind. Die Regelung ersetzt den bisherigen § 85 Absatz 2 EEG 2014.

Zu Buchstabe e

Bei den Anpassungen des neuen § 85 Absatz 4 EEG 2016 handelt es sich um redaktionelle Folgeänderungen. Der Verweis in Satz 1 ist mit Blick auf den aufgehobenen Absatz 2 anzupassen. Die Verweise in Satz 2 müssen aktualisiert werden, da sich der Standort der Bestimmungen zur Ausschreibung geändert hat.

Zu Nummer 33

Zu § 85a EEG 2016

Der neue § 85a EEG 2016 erlaubt es der BNetzA, Festlegungen nach § 29 EnWG zu treffen, um den Höchstwert der Ausschreibung neu zu bestimmen. Dieser ist grundsätzlich in den §§ 36b, 37b und 39b EEG 2016 gesetzlich vorgegeben.

Absatz 1 erlaubt es der BNetzA durch Festlegung nach § 29 EnWG den Höchstwert anzupassen. Voraussetzung ist, dass sich bei den letzten drei vor Einleitung des Festlegungsverfahrens durchgeführten Ausschreibungen Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert zu hoch oder zu niedrig ist.

Eine Anpassung des Höchstwerts durch Festlegung darf nur im Rahmen der von Absatz 1 Satz 2 festgelegten Grenzen erfolgen. Referenzwert ist dabei der zum Zeitpunkt der Neufestlegung geltende Höchstwert, nicht unbedingt der gesetzlich festgelegte Höchstwert. Es ist somit möglich, dass ein bereits durch Festlegung nach § 85a EEG 2016 angepasster Höchstwert erneut angepasst wird.

Absatz 2 Satz 1 bestimmt, dass ein Höchstwert gesenkt werden soll, wenn die durchschnittlichen Erzeugungskosten deutlich unter dem Höchstwert liegen. Das BMWi evaluiert die Stromerzeugungskosten regelmäßig. Gleichzeitig geben die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden Hinweise auf die Einschätzung der Marktakteure über die Stromerzeugungskosten. Ergeben sich in einem der beiden Prozesse Hinweise auf deutlich zu hohe Höchstpreise, muss die BNetzA diesen nachgehen und die Höchstpreise anpassen. Die durchschnittlichen Erzeugungskosten müssen durch eine Evaluierung bestimmt werden, wie sie schon heute im Rahmen der Erfahrungsberichte vorgenommen wird. Die BNetzA kann dafür auch auf die im BMWi vorliegenden Daten zurückgreifen.

Ein Höchstwert soll nach Satz 2 erhöht werden, wenn in den letzten drei Ausschreibungen vor Einleitung des Festlegungsverfahrens mit den zulässigen Geboten das Ausschreibungsvolumen nicht gedeckt werden konnte und die durchschnittlichen Erzeugungskosten über dem Höchstwert liegen. Beide Anforderungen müssen kumulativ vorliegen, um eine Anhebung des Höchstwerts zu rechtfertigen.

Nach Satz 3 ist bei Solaranlagen eine schnellere Erhöhung des Höchstwerts möglich. Der Markt für Solaranlagen ist deutlich volatiler. Einbrüche beim Zubau können deshalb deutlich schneller und heftiger ausfallen als bei Wind an Land. Hier sorgt Satz 3 vor. Der erhöhte Höchstwert ist nicht für längere Zeit anzuwenden, da der Höchstwert an den atmenden Deckel gekoppelt ist, der auf Markteinbrüche reagiert.

Absatz 3 Satz 1 bestimmt, dass eine Anhörung von Vertretern der berührten Wirtschaftskreise, wie sie § 67 Absatz 2 EnWG ermöglicht, im Regelfall unterbleiben soll. Es ist in der Regel nicht sinnvoll, zu den Höchstwerten eine Konsultation durchzuführen, da die betroffenen Akteure im Zweifelsfall zu große Eigeninteressen haben. Außerdem würde eine Konsultation einen erheblichen zeitlichen Aufwand bedeuten. Mit der Festlegung zur Anpassung von Höchstwerten soll die BNetzA aber schnell auf Entwicklungen reagieren können.

Nach Satz 2 hat die BNetzA ihre Entscheidung unter Angabe der tragenden Gründe in ihrem Amtsblatt und im Internet zu veröffentlichen.

Zu § 85b EEG 2016

Mit § 85b EEG 2016 wird eine Rechtsgrundlage für Auskunftsersuchen der BNetzA gegenüber den für das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren zuständigen Behörden geschaffen.

Nach Absatz 1 ist die BNetzA befugt, von den für das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren zuständigen Behörden die im Einzelnen genannten Auskünfte zu verlangen. Die Informationen kann die BNetzA nicht nur anfordern, wenn sie konkrete Anhaltspunkte dafür hat, dass ein Bieter mit seinem Gebot falsche Angaben gemacht hat. Sie kann Auskünfte auch anfordern, um durch stichprobenhafte Kontrollen die Richtigkeit der Angaben der Bieter zu prüfen. Dies ist erforderlich, da andernfalls Falschangaben oftmals nicht auffallen würden.

Eine solche Kontrolle ist auch verhältnismäßig, zumal sie nur Bieter betrifft, die freiwillig an einer Ausschreibung teilnehmen.

Absatz 2 berechtigt die Zulassungsstelle nach dem Umweltauditgesetz, bestimmte Informationen weiter zu geben. Die Zulassungsstelle kann bei der Überprüfung von Begutachtungen durch Umweltgutachter im Rahmen der Aufsicht Erkenntnisse gewinnen, die den Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers schmälern oder ganz entfallen lassen können. Für die Weitergabe dieser Erkenntnisse ist eine Ermächtigungsgrundlage erforderlich. Die Generalklausel in § 16 Umweltauditgesetz ist auf den Personenkreis der Umweltgutachter begrenzt und lässt Mitteilungen etwa über mit Fehlern behaftete Gutachten gegenüber Dritten, die einen Eingriff in die Rechtspositionen der Anlagen- und Netzbetreiber darstellen und im Ergebnis zu einer Korrektur der Vergütung führen, nicht ausdrücklich zu. Da die Begutachtung jedoch nur mit dem Ziel erfolgt, eine rechtmäßige Vergütungsberechnung sicherzustellen, ist eine solche Informationsübermittlung im Sinn dieses Gesetzes.

Zu Nummer 34

§ 86 wird als Folgeänderung zu der Änderung in § 85 geändert. In der Begründung zu § 86 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe b und c sind Anpassungen nötig, um eine Bußgeldbewehrung der neuen Vorschriften zu ermöglichen.

Zu Nummer 35

Mit der Ergänzung des Regionalnachweisregisters in § 87 können auch für die Nutzung des Regionalnachweisregisters Gebühren erhoben werden.

Zu Nummer 36

Zu § 88 EEG 2016

§ 88 EEG 2016 enthält eine Verordnungsermächtigung für Ausschreibungen für Biomasse. Im Grundsatz sind die Biomasseausschreibungen bereits in den §§ 39 bis 39h EEG 2016 geregelt. § 88 EEG 2016 ermächtigt die Bundesregierung, in einer Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates abweichende und ergänzende Regelungen zu treffen.

Zu Nummer 1

Es können Verfahren und Inhalt der Ausschreibungen geregelt werden. Nach Buchstabe a kann das Ausschreibungsvolumen in Teilmengen aufgeteilt werden, wobei insbesondere nach dem Inbetriebnahmedatum der Anlagen und zwischen fester und gasförmiger Biomasse unterschieden werden kann. Es können auch gewisse Teilsegmente (z. B. ebenfalls abgegrenzt durch das Inbetriebnahmedatum oder die Art der eingesetzten Biomasse) von Ausschreibungsrunden ausgeschlossen werden. Nach Buchstabe b können Mindest- und Höchstgrößen für Teillose festgelegt werden, falls diese erforderlich sein sollte. Buchstabe c ermöglicht es im Interesse der Kosteneffizienz, Höchstwerte für die Zahlungsansprüche nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 (in Cent pro kWh) oder nach § 50 (in Cent pro kW) festzulegen. Nach Buchstabe d können Regelungen zur Preisbildung (z. B. „pay-as-bid"-Verfahren) und dem Ablauf der Ausschreibungen getroffen werden.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 können weitere Voraussetzungen geregelt werden.

Buchstabe a ermöglicht, die Bemessungsleistung oder die installierte Leistung der Anlage zu begrenzen. Dies beinhaltet insbesondere, eine Verringerung oder einen Wegfall von Zahlungsansprüchen vorzusehen, z. B. bei Überschreitung einer bestimmten Bemessungsleistung. Buchstabe b erlaubt die Zusammenfassung von Anlagen abweichend von § 24 Absatz 1 EEG 2016 zu regeln. Letzteres kann z. B. erforderlich werden, wenn Bestandsanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben, versetzt oder aufgespalten werden.

Da die Möglichkeit, flexibel und bedarfsgerecht Strom bereitzustellen, eine wesentliche Stärke von Biomasseanlagen ist, können nach Buchstabe c Anforderungen gestellt werden, die der Flexibilisierung der Anlagen und der Stromerzeugung dienen. Diese Flexibilisierungsanforderungen können auch von den Regelungen nach §§ 39h, 44b und 50a EEG 2016 abweichen. Weiterhin kann insbesondere bestimmt werden, ob und unter welchen Voraussetzungen Anlagen einen Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2016 oder einen Zahlungsanspruch in anderer Form für Flexibilität haben.

Da der Umfang der Eigenversorgung erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage haben und daher den Wettbewerb zwischen Bietern mit unterschiedlich hohen Eigenversorgungsquoten verzerren kann, ist die Eigenversorgung bei Anlagen in der Ausschreibung nach § 27a EEG 2016 untersagt. Die Verordnung kann nach Buchstabe d davon abweichend regeln, ob und in welchem Umfang der erzeugte Strom vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht werden darf und ob und in welchem Umfang selbst erzeugter Strom und verbrauchter Strom bei der Ermittlung der Bemessungsleistung angerechnet werden kann.

Die Verordnungsermächtigung eröffnet auch die Möglichkeit, Bestandsanlagen in die Ausschreibung einzubeziehen. Insbesondere deswegen ermöglicht Buchstabe e, abweichende Regelungen zu Vorschriften des EEG 2016 zu treffen, die eine Verlängerung der 20jährigen Zahlungsdauer und der damit verbundenen Aspekte grundsätzlich nicht vorsehen. Dies betrifft nach Doppelbuchstabe aa den Anlagenbegriff nach § 3 Nummer 1 EEG 2016, insbesondere Regelungen, in welchen Konstellationen mehrere Blockheizkraftwerke als zu einer Anlage gehörig gelten. Doppelbuchstabe bb ermöglicht, zum Inbetriebnahmebegriff nach § 3 Nummer 30 EEG 2016 abweichende Regelungen zu treffen, insbesondere dazu, welches Inbetriebnahmedatum Blockheizkraftwerke haben, die zu einer bestehenden Anlage hinzugebaut, versetzt oder ausgetauscht werden. Nach Doppelbuchstabe cc können Beginn und Dauer des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 insbesondere abweichend von § 25 EEG 2016 festgelegt werden. Z.B. kann für Bestandsanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben und deren Zahlungsdauer nach § 25 EEG 2016 noch nicht abgelaufen ist, festgelegt werden, ab welchem Zeitpunkt genau für diese Anlagen der neue anzulegende Wert anzuwenden ist. Doppelbuchstabe dd ermöglicht abweichende Regelungen zur Höchstbemessungsleistung nach § 101 Absatz 1 EEG 2016, insbesondere dazu, wie die Höchstbemessungsleistung zuzuordnen ist, wenn Blockheizkraftwerke zu einer bestehenden Anlage hinzugebaut, versetzt oder ausgetauscht werden.

Nach Buchstabe f kann in der Verordnung der Übergangszeitraum für Bestandsanlagen nach § 39f Absatz 2 festgelegt werden. Dies ist der Zeitraum, der nach Zuschlagserteilung bis zu dem Kalendertag vergeht, an dem für eine Bestandsanlage der neue, durch den Zuschlag bestimmte anzulegende Wert an die Stelle des bisherigen anzulegenden Wertes tritt. An diesem Kalendertag gilt die Bestandsanlage, deren Zahlungszeitraum verlängert wurde, nach § 39f Absatz 2 auch im Hinblick auf diesen verlängerten Zeitraum als in Betrieb genommen. Die Verordnung muss nicht zwingend einen fixen Zeitraum, festlegen (z. B. 1 Jahr ab Zuschlag), sondern kann z. B. auch ein Zeitfenster festlegen, das dem Betreiber der Bestandsanlage eine gewisse zeitliche Flexibilität gibt, etwa für Modernisierungsmaßnahmen (z. B. ein Datum nach Wahl des Anlagenbetreibers, frühestens aber 1 Jahr ab Zuschlag, und spätestens 2 Jahre nach Zuschlag).

Nummer 3 ermöglicht Regelungen zu den Anforderungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen. Buchstabe a ermöglicht es, Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer zu stellen. Nach Buchstabe b können Anforderungen an den Planungs- und Genehmigungsstand der Projekte gestellt werden, um insbesondere die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte zu erhöhen. Eine gleiche Zielrichtung verfolgt Buchstabe c, wonach Anforderungen zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten gestellt werden können, die von allen Teilnehmern an Ausschreibungen oder nur im Fall der Zuschlagserteilung zu leisten sind und die entsprechenden Regelungen zur teilweisen oder vollständigen Zurückzahlung dieser Sicherheiten. Neben der Sicherstellung der Inbetriebnahme ist auch die Sicherstellung des Betriebs der Anlage hier ein Aspekt. Buchstabe d ermöglicht Festlegungen, wie Teilnehmer an den Ausschreibungen die Einhaltung der Anforderungen nach den Buchstaben a bis c nachweisen müssen,

Nach Nummer 4 können nähere Bestimmungen getroffen werden zu der Art, der Form und dem Inhalt der Zuschlagserteilung im Rahmen einer Ausschreibung und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung.

Da die ausgeschriebenen und bezuschlagten Ausschreibungsvolumina auch tatsächlich betrieben werden sollen, um eine wirksame Mengensteuerung zu gewährleisten, ermöglicht Nummer 5, Anforderungen festzulegen, die den Betrieb der Anlagen sicherstellen sollen, insbesondere wenn eine Anlage nicht oder verspätet in Betrieb genommen worden ist oder nicht in einem ausreichenden Umfang betrieben wird. Dazu kann nach Buchstabe a eine Untergrenze für die Bemessungsleistung festgelegt werden, bei deren Unterschreitung nach Buchstabe b eine Verringerung oder ein Wegfall der finanziellen Förderung vorgesehen werden kann. Nach Buchstabe c kann eine Pflicht zu einer Geldzahlung und deren Höhe und Voraussetzungen geregelt werden. Das kann insbesondere Pönalen umfassen, die fällig werden, wenn die Anlage nicht, zu spät oder nicht in einem bestimmten Mindestumfang betrieben wird. Nach Buchstabe d können Kriterien für einen Ausschluss von Bietern bei künftigen Aus-

schreibungen vorgesehen werden. Buchstabe e gibt die Möglichkeit, vorzusehen, die im Rahmen der Ausschreibungen vergebenen Zuschläge nach Ablauf einer bestimmten Frist zu entziehen oder zu ändern und danach erneut zu vergeben, oder die Dauer oder Höhe des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nach Ablauf einer bestimmten Frist zu ändern, z. B. bei zu später Inbetriebnahme abzusenken.

Nach Nummer 6 können die Art, die Form und der Inhalt der Veröffentlichung der Bekanntmachung von Ausschreibungen, der Ausschreibungsergebnisse und der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber genauer festgelegt werden.

Nach Nummer 7 können Auskunftsrechte der BNetzA gegenüber anderen Behörden im Zusammenhang mit Biomasseausschreibungen festgelegt werden. Dies umfasst insbesondere Auskünfte derjenigen Behörden, die die erforderlichen Genehmigungen für die Biomasseanlagen erteilt haben, etwa, ob es eine Genehmigung gibt, wer Genehmigungsinhaber ist und wie lange die Genehmigung gültig ist.

Nach Nummer 8 können nähere Festlegungen dazu getroffen werden, welche der Informationen nach den Nummern 1 bis 7 von wem an wen zu übermitteln sind, insbesondere im Verhältnis zwischen BNetzA und Teilnehmern an einer Ausschreibung.

Nach Nummer 9 kann die BNetzA ermächtigt werden, Festlegungen nach § 29 Absatz 1 EnWG zu den Biomasseausschreibungen zu treffen. Dies schließt die Ausgestaltung der Regelungen nach Nummer 1 bis 8 ein und kann u.a. sinnvoll sein, um Regelungen zu treffen, deren Detailtiefe die einer Verordnung übersteigt. Bei der Festlegung hat die BNetzA den Zweck und das Ziel nach § 1 EEG 2016 zu berücksichtigen.

Zu § 88a EEG 2016

Durch § 88a EEG 2016 wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zu Ausschreibungen zu treffen, die auch Anlagen in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union offenstehen. § 88a EEG 2016 dient der Umsetzung der Vorgabe des § 5 Absatz 2 EEG 2016, wonach fünf Prozent der jährlich installierten Leistung auch für Anlagen aus anderen Mitgliedstaaten offenstehen sollen.

Eine Öffnung der Ausschreibung setzt voraus, dass der erzeugte Strom aus den Anlagen im EU-Ausland „physikalisch“ nach Deutschland importiert wird oder einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt hat (§ 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 EEG 2016). Die Zahlung für Strom aus Anlagen im EU-Ausland wird damit auf Anlagen begrenzt, die einen tatsächlichen Effekt auf den deutschen Strommarkt haben.

Daneben bedarf es für eine entsprechende Öffnung des Fördersystems eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines Verwaltungsabkommens mit dem betreffenden Mitgliedstaat, für den das deutsche Fördersystem geöffnet werden soll. Dieser Vertrag soll dem Prinzip der gegenseitigen Kooperation bei der Förderung entsprechen. Er soll darüber hinaus insbesondere eine Doppelförderung ausschließen, zu einer angemessen Kosten- und Nutzenverteilung zwischen Deutschland und dem entsprechenden Mitgliedstaat führen und die zahlreichen Folgefragen (Netzausbau, Strommarkteffekte) im beiderseitigen Einvernehmen klären. Dies ist notwendig, um zu gewährleisten, dass beide Staaten von der Öffnung des Fördersystems profitieren können und es nicht zu einseitigen Belastungen kommt. Darüber hinaus bedarf es einer entsprechenden Kooperationsvereinbarung im Sinn der Artikel 5 bis 11 der Erneuerbaren- Energien-Richtlinie, damit die geförderten Strommengen auf das deutsche Ausbauziel im Rahmen der Kooperationsmechanismen nach Artikel 5 bis 11 der EE-Richtlinie angerechnet werden können.

Als Voraussetzung der Möglichkeit zur Förderung der Stromerzeugung im EU-Ausland ist der Abschluss eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines Verwaltungsabkommens mit dem Mitgliedstaat, auf dessen Hoheitsgebiet der geförderte Strom erzeugt wird, notwendig. Zudem hat auch der Mitgliedstaat, in dem eine Anlage zur Erzeugung von Strom, die nach dem EEG gefördert wird, errichtet wird, ein Interesse daran, über den Ausbau auf seinem Hoheitsgebiet mit zu entscheiden. Eine einseitige Öffnung des Fördersystems könnte dazu führen, dass Deutschland auf Kosten des anderen Mitgliedstaates dessen beste Potentiale erschließt und der Mitgliedstaat dann teurere Potentiale erschließen muss, um seine in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie festgelegten Erneuerbare-Energien-Ausbauziele zu erreichen oder der betreffende Mitgliedstaat ohne Absprache mit den Problemen des Netzausbaus oder der Marktintegration zurecht kommen muss. Dabei kann z. B. im Rahmen der Rechtsverordnung auch vorgesehen werden, dass das Prinzip der gegenseitigen Kooperation unter anderem durch eine vertraglich zu vereinbarende anteilige Übernahme der Förderleistung durch das EEG und den anderen betroffenen Mitgliedstaat ausgestaltet wird. In dem völkerrechtlichen Vertrag oder dem Verwaltungsabkommen müssen neben

der Aufteilung der Kosten auch die Voraussetzungen für den Anspruch auf die finanzielle Förderung, das Verfahren und der Umfang der Förderung geregelt werden. Dies ist notwendig, um Folgefragen zur finanziellen Förderung, wie den Netzanschluss und die Einspeisung, Durchleitung und Übertragung des Stroms sinnvoll und einheitlich zu regeln.

Eine Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union errichtet werden sollen, ist nach Nummer 1 Buchstabe a und b darüber hinaus nur möglich, wenn die Höhe des Zahlungsanspruchs im Rahmen einer geöffneten Ausschreibung ermittelt worden ist. Daneben müssen grundsätzlich alle Voraussetzungen dieses Gesetzes erfüllt sein, soweit hierfür nicht abweichende Regelungen in der Rechtsverordnung getroffen werden. Damit werden, soweit auf der Grundlage von Absatz 1 nicht etwas anderes in der Rechtsverordnung geregelt ist, die Anlagen im Inland nicht schlechter gestellt als Anlagen im EU-Ausland.

Die Verordnungsermächtigung ist notwendig, da im Rahmen der geöffneten Ausschreibung die Bundesregierung ein hinreichendes Maß an Flexibilität benötigt, um mit anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union sinnvoll kooperieren zu können. Insbesondere in Anbetracht der Notwendigkeit einer völkerrechtlichen Vereinbarung für die Einbeziehung von Anlagen, die sich in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union befinden, erhält die Bundesregierung durch die Rechtsverordnung die Möglichkeit, die getroffenen Vereinbarungen schnell ins nationale Recht umzusetzen. Um der Bundesregierung bei den Verhandlungen einen Verhandlungsspielraum geben zu können, ermöglicht die Rechtsverordnung der Bundesregierung in einigen Punkten von den im EEG 2016 festgelegten Bestimmungen abzuweichen und Sonderregelungen für die geöffneten Ausschreibungen festzulegen. Nur durch die Delegation von Kompetenzen an die Bundesregierung im Rahmen der Verordnungsermächtigung und die darin vorgesehene Möglichkeit zur Delegation von Kompetenzen auf die BNetzA ist das gebotene Maß an Flexibilität gewährleistet.

Diese Flexibilität zur Anpassung der einschlägigen Regelungen wäre hingegen im Rahmen eines Gesetzgebungsverfahrens nicht gewährleistet. Gleichwohl sind gemäß der sogenannten Wesentlichkeitstheorie, der zufolge die wesentlichen Entscheidungen vom parlamentarischen Gesetzgeber selbst zu treffen sind, die Leitlinien sowie wesentlichen Gestaltungselemente des Ausschreibungsverfahrens bereits im Gesetz verankert.

Absatz 1 ermächtigt die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung Regelungen zur näheren Ausgestaltung der geöffneten Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zu treffen.

Nach Nummer 1 kann die Bundesregierung regeln, unter welchen Voraussetzungen ein Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 für Anlagen besteht, die an einer geöffneten Ausschreibung teilgenommen haben. Grundsätzlich erforderlich ist ein Zuschlag oder eine Zahlungsberechtigung, die im Rahmen einer geöffneten Ausschreibung vergeben wurden. Zudem müssen die Bestimmungen des EEG 2016 grundsätzlich erfüllt werden, soweit die Rechtsverordnung nicht etwas anderes regelt.

Nach Nummer 2 kann die Bundesregierung das Verfahren und den Inhalt der Ausschreibungen regeln. Dies beinhaltet unter anderem die Kompetenz zur Festlegung der jährlich insgesamt auszuschreibenden Menge an Erzeugungsleistung. Diese soll 5 Prozent der jährlich nach dem Ausbaukorridor in Deutschland zu installierenden Leistung betragen. Zudem kann die Bundesregierung in der Verordnung die Aufteilung der jährlichen Ausschreibungsmenge in Teilmengen, die in verschiedenen Verfahren ausgeschrieben werden können, sowie der Bestimmung von Mindest- und Maximalgrößen von Teillosen festlegen. Darüber hinaus wird der Verordnungsgeber ermächtigt, Mindest- und Höchstbeträge für den anzulegenden Wert festzulegen, der im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt wird. Daneben können Verfahrensfristen, die Anzahl der Ausschreibungsrunden, der Ablauf der Ausschreibungen, Formvorschriften und die notwendigen Unterlagen, die im Verfahren einzureichen sind, geregelt werden.

Der Verordnungsgeber darf auch die Flächenkulisse für die förderfähigen Anlagen festlegen. Er wird ermächtigt, selbst Flächenkriterien zu bestimmen, auf denen Anlagen einen Zahlungsanspruch erhalten können. So könnten Umwelt- und Naturschutzanforderungen oder sonstige Anforderungen an die Flächen festgelegt werden, auf denen die Anlagen errichtet werden sollen. Des Weiteren kann der Verordnungsgeber die Größe der Anlagen, für die ein Zuschlag erteilt werden kann, im Rahmen der Verordnung begrenzen und abweichend von § 24 EEG 2016 die fördertechnische Zusammenfassung von im räumlichen Zusammenhang errichteten Anlagen regeln. Ferner kann der Verordnungsgeber Anforderungen stellen, die einen bestimmten Planungsstand der Projekte sicherstellen (z. B. die Vorlage von Genehmigungen, bestimmter Gutachten oder Finanzierungszusagen) oder die einer Netz- und Systemintegration der Anlagen dienen.

Nummer 3 ermächtigt den Verordnungsgeber, Anforderungen an die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren zu stellen, insbesondere Eignungskriterien festzulegen und den Nachweis derselben zu regeln. Neben der Bestimmung von Mindest- und Höchstgrenzen für Gebote oder Teillose kann der Verordnungsgeber auch Anforderungen an den Planungsstand der Projekte stellen, also z. B. die Vorlage von Genehmigungen, bestimmter Gutachten oder Finanzierungszusagen fordern. Er kann unter anderem auch die Hinterlegung von Sicherheiten verlangen und festlegen, wie Teilnehmer die Einhaltung der genannten Anforderungen nachweisen müssen.

Nummer 4 erlaubt die Festlegung von Art, Form, Verfahren und Inhalt der Zuschlagserteilung, von Zuschlagskriterien und der Bestimmung des Zuschlagswerts. Wichtigstes Kriterium dürfte zunächst die Höhe des Gebotes sein, aber die Bundesregierung wird durch Nummer 4 ermächtigt, weitere Kriterien für die Bewertung der Gebote zu bestimmen.

Nach Nummer 5 kann der Verordnungsgeber die Art, die Form und den Inhalt der Zahlung abweichend von den §§ 19 bis 55a EEG 2016 festlegen. Er kann insbesondere die Berechnung der gleitenden Marktprämie und die hierfür anzulegenden Parameter anders als in Anlage 1 festlegen. Daneben kann der Verordnungseber auch das bestehende Referenzertragsmodell für Windenergie (Anlage 2) an die jeweiligen Gegebenheiten der geöffneten Ausschreibung anpassen oder ein Referenzertragsmodell für Solaranlagen einführen, um die Überförderung von Anlagen zu verhindern. Er kann auch festlegen, ob nur anlagenbezogene oder auch allgemeine und unter Umständen handelbare Zahlungsberechtigungen vergeben werden dürfen.

Nummer 6 ermächtigt den Verordnungsgeber, Regelungen zu schaffen, die eine möglichst umfängliche Realisierung der ausgeschriebenen Kapazität sicherstellen. Hierzu können zum Beispiel für den Fall einer Nicht-Realisierung oder einer verspäteten Realisierung Pönalen festgelegt werden oder Bieter von künftigen Ausschreibungen ausgeschlossen werden. Ferner können die vergebenen Zuschläge oder Zahlungsberechtigungen mit einer Verfallsfrist versehen werden.

Nummer 7 berechtigt den Verordnungsgeber zur Konkretisierung der Art und Form der Veröffentlichung der Bekanntmachungen der Ausschreibungsverfahren und der Ausschreibungsergebnisse sowie der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber.

In Nummer 8 ist vorgesehen, dass der Verordnungsgeber die Übertragbarkeit und damit die Handelbarkeit von Zuschlägen oder Zahlungsberechtigungen erlauben sowie die diesbezüglichen Voraussetzungen definieren kann. Dabei wird er sinnvollerweise auch regeln, wie in dem Fall der Übertragung auf Dritte die Zuordnung der Förderberechtigung zu einer konkreten Anlage zu erfolgen hat. Er kann festlegen, dass eine Übertragung nur innerhalb eines bestimmten Zeitraums und nur an einen bestimmten Personenkreis, an den er nähere Anforderungen stellen darf, erfolgen darf. Auch können Mitteilungspflichten, z. B. gegenüber dem Netzbetreiber, geregelt werden.

Die Nummern 9 bis 16 eröffnen der Bundesregierung die Möglichkeit, für die Ausschreibung von Strom aus Anlagen im EU-Ausland vom EEG abweichende Sonderregeln festzulegen. Dies ist insbesondere deswegen notwendig, da aus tatsächlichen oder rechtlichen Gründen einige Voraussetzungen im EEG von Anlagen im EU-Ausland kaum erfüllt werden können. So ist z. B. eine Einspeisung von Strom in das deutsche Netz in der Regel nur möglich, wenn eine entsprechende Direktleitung zum deutschen Stromnetz besteht. Da nach § 5 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2016 neben dem physikalischen Import auch ein vergleichbarer Effekt auf den deutschen Strommarkt ausreichen soll, müssen die Anlagen nicht zwangsläufig ins deutsche Netz einspeisen, sondern können auch Strom ins Netz des Kooperationslandes einspeisen. Dies bedeutet jedoch auch, dass der Verordnungsgeber im Rahmen der Rechtsverordnung die Möglichkeit erhalten muss, von den §§ 8 bis 18 EEG 2016 abweichende Regelungen zu treffen. Auch hinsichtlich der Anspruchsverpflichteten und der Mitteilungs-, Veröffentlichungs- und Informationspflichten müssen andere Regelungen für Anlagen im EU-Ausland getroffen werden als für Anlagen im Bundesgebiet.

Daneben muss in der Rechtsverordnung geregelt werden, wer künftig der Anspruchsgegner ist, der die Auszahlung der finanziellen Förderung an den Anlagenbetreiber vornimmt. Da die Anlagen nicht an das Netz im Bundesgebiet angeschlossen sind, kann auch kein Netzbetreiber nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 zur Auszahlung verpflichtet werden. Hierfür bedarf es einer Sonderregelung, wer in Deutschland dem Betreiber der Anlagen im EU-Ausland die finanzielle Förderung auszahlt und wie demjenigen die Kosten erstattet werden.

Nummer 17 ermächtigt die Bundesregierung, den Gerichtsstand und das anzuwendende Recht für Streitigkeiten zu regeln. Aufgrund der grenzüberschreitenden Regelungen kann dies Klarheit schaffen unnötigen zusätzlichen Aufwand für die ausschreibende Stelle vermeiden.

Absatz 2 regelt den Fall, dass das Prinzip der gegenseitigen Kooperation umgesetzt wird, indem neben der Förderung von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten durch das EEG auch die Förderung von Anlagen in Deutschland durch einen anderen Mitgliedstaat vorgesehen wird. Spiegelbildlich zum Fall des § 5 Absatz 2 EEG 2016 setzt eine solche Kooperation einen völkerrechtlichen Vertrag oder ein Verwaltungsabkommen mit dem anderen Mitgliedstaat voraus. Wenn Anlagen in Deutschland durch das Fördersystem eines anderen Mitgliedstaates Zahlungen erhalten, muss jedoch zur Vermeidung einer Doppelförderung dem Verordnungsgeber ermöglicht werden, den Zahlungsanspruch nach dem EEG 2016 wegfallen zu lassen oder zumindest, soweit ein Anspruch aus dem Ausland besteht, zu reduzieren. Zudem müssen auch Abweichungen von der Härtefallregelung nach § 15 EEG 2016 möglich sein. Ob und durch wen entsprechende Entschädigungen gezahlt werden, muss in der Kooperationsvereinbarung mit dem anderen Mitgliedstaat bestimmt werden und in der Rechtsverordnung entsprechend nachvollzogen werden können.

Nach Absatz 3 Nummer 1 kann die Bundesregierung im Rahmen der Rechtsverordnung die BNetzA dazu ermächtigen, Festlegungen für die einzelnen Ausschreibungsverfahren einschließlich der konkreten Ausgestaltung der Regelungen nach Absatz 1 oder Absatz 2 zu treffen.

Nach Nummer 2 kann die Bundesregierung das BMWi dazu ermächtigen, in einem Verwaltungsabkommen mit anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union Regelungen zu gemeinsamen oder geöffneten Ausschreibungen zu treffen und eine Stelle mit der Durchführung dieser Ausschreibungen zu beauftragen.

Nach Absatz 4 Nummer 1 kann die Bundesregierung im Rahmen der Rechtsverordnung mehrere Optionen vorsehen und im Rahmen eines völkerrechtlichen Vertrages oder eines völkerrechtlichen Verwaltungsabkommens mit dem Kooperationsland festlegen, welche Option im Rahmen der entsprechenden geöffneten Ausschreibung für die Teilnehmer an der Ausschreibung gelten soll.

Nummer 2 ermächtigt die Bundesregierung, festzulegen, dass abweichend von den §§ 23 bis 85 Absatz 1 und 2 anstelle der BNetzA die Ausschreibungen durch eine andere juristische Person des öffentlichen oder privaten Rechts oder eine gemeinsame Institution der Kooperationsländer durchgeführt werden.

Zu § 88b EEG 2016

§ 88b enthält die Verordnungsermächtigung zu dem Netzausbaugebiet, auf die schon in § 36c EEG 2016 verwiesen wird. § 36c EEG 2016 macht auch wesentliche inhaltliche Vorgaben für die Verordnung, die sich damit nur noch in einem vergleichsweise engen Rahmen bewegen kann. Die Verordnung legt das Netzausbaugebiet sowie die dort höchstens mögliche Zuschlagsmenge fest.

Zu Nummer 37

In § 89 EEG 2016 werden die Verweise an die neuen Paragrafenbezeichnungen angepasst (Buchstabe a und Buchstabe b).

Zu Nummer 38

Die Änderung in § 90 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folgeänderung, die aus der Streichung der Definition des Begriffs „finanzielle Förderung“ (§ 5 Nummer 15 EEG 2014) resultiert.

Zu Nummer 39

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung. Da die Definition des Begriffs „fi-nanzielle Förderung“ gestrichen wurde, soll zukünftig in § 91 Nummer 1 EEG 2016 von „kaufmännisch abgenommenen Strom“ statt von „geförderten Strom“ gesprochen werden.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung in Folge der Definition des Begriffs Ausschreibung in § 3 Nummer 4 EEG 2016. Dadurch muss an dieser Stelle eine andere Terminologie verwendet werden.

Zu Buchstabe c

Wie die Änderung durch Buchstabe a handelt es sich um eine terminologische Anpassung angesichts der Streichung des Begriffs „finanzielle Förderung“. Außerdem wird ein Verweis an die neue Paragrafenbezeichnung angepasst.

Zu Nummer 40

Die Bestimmungen der Verordnungsermächtigung in § 92 EEG 2016 werden zum einen ergänzt um Regelungen aufgrund der Einführung der regionalen Grünstromkennzeichnung mittels Regionalnachweisen nach § 79a EEG 2016. Zum anderen werden die Bestimmungen zu Herkunftsnachweisen punktuell aktualisiert. Im Folgenden werden nur die Änderungen zur bisherigen Regelung erläutert. In der Überschrift von § 92 EEG 2016 werden die Regionalnachweise ergänzt. Die bisherige § 92 Nummer 1b EEG 2014 wird gestrichen, da es aufgrund Zeitablaufs keine gültigen Herkunftsnachweise mehr gibt, die vor Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters ausgestellt worden sind. In Nummer 4 wird die Ermächtigung ergänzt, zu regeln, in welchem Umfang Netzbetreiber vom UBA Auskunft über die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen verlangen können. Dies ist erforderlich, damit der Netzbetreiber prüfen kann, ob ein Anlagenbetreiber seiner Meldepflicht nach § 71 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 nachgekommen ist und die Vergütungszahlungen korrekt berechnet sind.

Die Änderung in Nummer 6 ist Folge der Streichung des Begriffs „finanzielle Förderung“ in § 5 Nummer 15 EEG 2014.

Die neue Nummer 7 ermöglicht es, Details zur Bestimmung und Veröffentlichung der Regionen nach § 79a Absatz 6 EEG 2016 in der Verordnung zu regeln. Nach der neuen Nummer 8 können für Strom aus Anlagen außerhalb des Bundesgebiets, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung nach § 5 Absatz 2 Satz 2 erhalten haben, in der Verordnung genauere Regelungen getroffen werden. Nach Buchstabe a kann bestimmt werden, welche Gebiete (z. B. Postleitzahlengebiete oder auch andere geeignete räumliche Abgrenzungen, die den Gegebenheiten im betreffenden Staat gerecht werden) in den betreffenden Staaten von der jeweiligen Region für die regionale Grünstromkennzeichnung nach § 79a Absatz 6 umfasst sind. Auch die Veröffentlichung dieser Gebiete kann geregelt werden. Nach Buchstabe b können Anforderungen an die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen aus Anlagen in den entsprechenden Gebieten des betreffenden Staats bestimmt werden.

Nummer 9 ermöglicht es, den Betrag, um den sich der anzulegende Wert für Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert reduziert, abweichend von § 53b EEG 2016 festzulegen. Z.B. Veränderungen der Verbrauchernachfrage können dazu führen, dass der wirtschaftliche Wert dieser Nachweise über die in § 53b genannten 0,1 Cent/kWh steigt oder darunter sinkt. Nach Nummer 10 kann die Verordnung Bestimmungen treffen, wie nachzuweisen ist, dass die Übertragung von Regionalnachweisen, nur entlang der vertraglichen Lieferkette erfolgt ist, wie in § 79a Absatz 5 Satz 3 vorgeschrieben. In Frage kommen z. B. Bestätigungen durch Wirtschaftsprüfer oder vergleichbare Gewährspersonen. Nummer 10 umfasst auch die Bestimmung der genauen Angaben, die nachgewiesen werden müssen. Nach Nummer 11 können in der Verordnung die konkrete Gestaltung der Ausweisung der regionalen Herkunft nach § 79a in der Stromkennzeichnung geregelt werden. Das umfasst insbesondere, wie die regionale Herkunft konkret textlich und grafisch in der Stromkennzeichnung dargestellt werden muss.

Zu Nummer 41

Zu Buchstabe a

Mit Buchstabe a wird der Verweis im Satzteil vor der Aufzählung in der durch das Strommarktgesetz geänderten Fassung (BR-Drs. 542/15) an die Änderung des § 6 EEG 2016 angepasst.

Zu Buchstabe b

Mit Buchstabe b wird der Verweis in § 93 Nummer 5 EEG 2016 an die neue Paragrafenbezeichnung angepasst.

Zu Buchstabe c

Die Streichung des Verweises auf § 26 Absatz 2 EEG 2014 ist Folge der Umgestaltung des Teils 3 des EEG. Der neu definierte Begriff der Solaranlage wird übernommen und die Verweise werden an die neuen Paragrafenbezeichnungen angepasst.

Zu Buchstabe d

Die Änderungen in Nummer 11 gehen auf die Veröffentlichungspflichten zurück, die sich aus dem Beihilferecht ergeben.

Zu Buchstabe e

Die Änderungen in Nummer 12 gehen auf Veröffentlichungspflichten zurück, die sich aus dem Beihilferecht ergeben.

Zu Nummer 42

Zu Buchstabe a

Die Verordnungsermächtigung zur Drittvermarktung wird gestrichen. Der Anteil der Strommengen, die die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten, ist gering. Gleichzeitig sind mit der Übertragung auf einen Dritten derzeit mehr Risiken als Chancen verbunden.

Zu Buchstabe b

Der Verweis in § 95 Nummer 3 EEG 2016 wird angesichts des neu eingefügten § 100 Absatz 1 EEG 2016 angepasst.

Zu den Buchstabe c und d

Die weitere Ausgestaltung der regionalen Grünstromkennzeichnung nach § 79a EEG 2016 erfolgt in der Herkunftsnachweisverordnung. Daher wurde die Verordnungsermächtigung in § 92 EEG 2016 entsprechend ergänzt. Im Gegenzug kann die bisherige Verordnungsermächtigung des § 95 Nummer 6 EEG 2014 für eine geförderte Grünstromvermarktung entfallen.

Zu Nummer 43

In § 96 wird in Folge der Einfügung der §§ 88a und 88b ein Verweis geändert.

Zu Nummer 44

Änderungsbefehl 43 fasst die Vorgaben zu dem Erfahrungsbericht und dem Monitoringbericht neu.

Zu § 97 EEG 2016

Absatz 1 Satz 1 entspricht § 97 Satz 1 EEG 2014 und verpflichtet die Bundesregierung, dem Bundestag bis Ende 2018 und dann alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vorzulegen. Satz 2 konkretisiert die Inhalte des Erfahrungsberichts. Er greift bereits die Evaluierung der Einführung von Ausschreibungen auf. Die Bundesregierung hat nach Satz 2 insbesondere im Zusammenhang mit dem Bericht über die Erfahrungen mit Ausschreibungen auch auf das Erreichen des Ziels, die Akteursvielfalt zu erhalten, sowie auf die grenzüberschreitenden Ausschreibungen einzugehen (Nummer 2). Sie berichtet ferner über die angemessene Verteilung der Kosten nach § 2 Absatz 4 EEG 2016 (Nummer 3).

Absatz 2 Satz 1 entspricht § 97 Satz 2 EEG 2014 und bestimmt, dass BNetzA, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und das UBA das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bei der Erstellung des Erfahrungsberichts unterstützen. Die BNetzA hat zu diesem Zwecke nach Satz 2 insbesondere rechtzeitig über die Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen zu berichten. § 99 EEG 2014 wird aufgehoben. Der Ausschreibungsbericht geht im allgemeinen Erfahrungsbericht auf. Im allgemeinen Erfahrungsbericht werden auch die Erfahrungen mit Ausschreibungen für Anlagen außerhalb des Bundesgebiets (Nummer 4) ausgewertet. Dabei wird auch evaluiert, ob und in welchem Umfang im Rahmen der grenzüberschreitenden Ausschreibungen in den Kooperationsstaaten Natura 2000 Flächen für Solaranlagen auf Freiflächen in Anspruch genommen werden.

Satz 3 bestimmt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Erstellung des Berichts auch wissenschaftliche Gutachten in Auftrag geben soll. Dies entspricht schon der heutigen Praxis und geht letztlich auch auf die Forderung der Europäischen Kommission auf eine unabhängige Evaluierung des Gesetzes zurück.

Zu § 98 EEG 2016

Nach § 98 EEG 2016 wird die Bundesregierung dem Bundestag jährlich in ihrem Monitoringbericht nach § 63 Absatz 1 EnWG über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien berichten. Aufgabe des Monitoringberichts ist es, einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung zu geben. Die Berichterstattung wird auf die in § 98 Absatz 1 genannten Berichtspunkte fokussiert. Damit werden die verfügbaren energiestatistischen Informationen auf eine überschaubare Anzahl von Kenngrößen verdichtet. Zugleich wird die Abstimmung der beiden gesetzlichen Bestimmungen zum Monitoringbericht (§ 98 EEG 2016, § 63 Absatz 1 EnWG) besser miteinander verzahnt.

Zu Nummer 45

§ 99 EEG 2014, der vorsah, dass die Bundesregierung dem Bundestag spätestens bis zum 30. Juni 2016 über die Erfahrungen mit Ausschreibungen berichten wird, wird aufgehoben. Der Bericht wurde dem Bundestag vorgelegt. Zukünftig erfolgt die Evaluierung der Ausschreibungen im Rahmen des Erfahrungsberichts nach § 97 EEG 2016.

Zu Nummer 46

Zu Buchstabe a

Der neue § 100 Absatz 1 EEG 2016 regelt die Anwendung des neuen Rechts. Grundsätzlich gilt das EEG 2016 auch für bestehende Anlagen. Ausnahmen sind in den §§ 100 ff. geregelt. Absatz 1 sieht die Ausnahmen für alle Reglungen vor, die mit dem EEG 2016 geändert wurden und nicht für Bestandsanlagen gelten sollen. Nach Satz 1 Nummer 1 sind einige Bestimmungen des EEG 2016 nur auf Anlagen anzuwenden, die ab dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen werden, beziehungsweise einen Zuschlag erhalten. Dies sind im Wesentlichen alle Vorschriften, die mit den Ausschreibungen zusammen hängen, da diese erst im Jahr 2017 beginnen. Nummer 2 Buchstabe a regelt, dass einige Bestimmungen der Freiflächenausschreibungsverordnung fortgelten, sofern ein Zuschlag vor dem 1. Januar 2017 erteilt wird. Hierdurch wird der notwendige Vertrauensschutz für die Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, gewahrt. In Buchstabe b ist geregelt, dass die Anlagenzusammenfassung nach § 24 nicht für Freiflächenanlagen gilt, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind und denen ein Zuschlag der nach Freiflächenausschreibungsverordnung zugeteilt worden ist. Für diese Freiflächenanlagen gilt die in § 2 Nummer 5 der Freiflächenausschreibungsverordnung geregelte Anlagenzusammenfassung. Sofern aber Freiflächenanlagen nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb gehen, denen Zuschläge zugeordnet werden, die vor dem 1. Januar 2017 ausgestellt worden sind, gelten für die Freiflächenanlage einheitliche Regelungen zur Anlagenzusammenfassung. Diese Vereinheitlichung ist notwendig, um die Möglichkeit zu erhalten, unterschiedliche Zuschläge miteinander zu kombinieren und den Verwaltungsaufwand zur Überprüfung dieser Regelung zu begrenzen.

Nach Satz 2 ist § 3 Nummer 1 EEG 2016 erstmals in der Jahresabrechnung für das Jahr 2016 anzuwenden. Damit gilt er auch für Bestandsanlagen ab diesem Zeitpunkt. Das Erfordernis einer zweiten Überprüfung des Referenzertrages gilt auch für bestehende Anlagen, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind (Satz 3). § 51 EEG 2016 ist nach Satz 4 nur auf Anlagen anzuwenden, die nach dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen worden sind. Das EEG 2014 sah eine entsprechende Übergangsvorschrift vor. Satz 5 enthält eine Sonderregelung für § 52 EEG 2016. Nach Satz 6 ist § 80a EEG 2016 auf Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, nicht anzuwenden.

Die Änderungen in Absatz 2, der § 100 Absatz 1 EEG 2014 entspricht, sind redaktioneller Natur. Im Grundsatz regelt Absatz 2, dass Anlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen worden sind, von den Änderungen des EEG 2014 nicht betroffen sind. Im Folgenden werden umfassende Ausnahmen geregelt, so dass das EEG 2014 in Wesentlichen Teilen auch für diese Anlagen gilt. Sie werden nach Satz 1 auch zumeist nicht in das EEG 2016 überführt, so dass für sie weiterhin zumeist das EEG 2014 anzuwenden ist. Absatz 2 regelt jedoch zahlreiche Ausnahmen. Da die Dauer des Zahlungsanspruchs nach § 25 in früheren Fassungen des EEG für manche Anlagen teilweise von 20 Jahren abwich, regelt die neue Nummer 11, dass die Dauer maßgeblich ist, die für die jeweilige Anlage bei ihrer Inbetriebnahme galt. Wurde die Dauer durch eine spätere Fassung des EEG modifiziert, ist die modifizierte Dauer maßgeblich. Für Anlagen, die z. B. nach § 39f Absatz 3 Satz 1 oder nach § 40 Absatz 2 Satz 3 EEG 2016 als neu in Betrieb genommen gelten, ist auf die Neuinbetriebnahme abzustellen.

Absatz 3 entspricht § 100 Absatz 2 EEG 2014, wobei einige Sätze ergänzt werden. Der neue Absatz 3 Satz 4 EEG 2016 schafft mehr Flexibilität bei der „Umwandlung“ von Erdgas-Anlagen in Biomethananlagen nach Satz 2. Für

den dafür nach Satz 3 erforderlichen Nachweis, dass ausreichend installierte Leistung aus „alten“ Biomethananlagen endgültig stillgelegt worden ist, können auch mehrere Stilllegungsnachweise für eine „neue“ umgewandelte Biomethananlage verwendet werden. Umgekehrt kann ein Stilllegungsnachweis einer „alten“ Biomethananlage auch auf mehrere „neue“ umgewandelte Biomethananlagen aufgeteilt werden.

Durch den neuen § 100 Absatz 3 Satz 4 EEG 2016 wird die bisher in der AnlRegV enthaltene Regelung in das EEG überführt. Es handelt sich in der Sache um eine Veröffentlichungspflicht der BNetzA, die dazu dient, eine Regelung des EEG umzusetzen. Dafür werden Daten aus dem Anlagenregister verwendet. Es handelt sich aber nicht um eine Aufgabe des Anlagenregisters.

Nach dem neuen Satz 5 ist für Strom aus Biomasseanlagen, für die vor dem 23. Januar 2014 eine Baugenehmigung vorlag, und die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, § 100 Absatz 1 anzuwenden. Das führt insbesondere dazu, dass für diese Anlagen noch die Vergütungssätze des EEG 2012 gelten.

Die bisherige Übergangsregelung in Absatz 4 Satz 1 gewährt den verlängerten Übergangszeitraum für die Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2014 nur für Anlagen, die vor dem 23. Januar 2014 nach Bundesrecht genehmigt oder zugelassen worden sind. Grund dafür war unter anderem, dass Anlagen, die nach Bundesrecht, insbesondere nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, genehmigungspflichtig sind, typischerweise längere Projektvorlaufzeiten als sonstige Anlagen haben.

Aber auch Biomasseanlagen, die nur eine Baugenehmigung brauchen, haben typischerweise ähnlich lange Projektvorlaufzeiten wie Anlagen, die nach Bundesrecht genehmigungspflichtig sind, und waren deshalb teilweise nicht in der Lage, eine Inbetriebnahme noch vor dem 1. August 2014 zu erreichen. Das unterscheidet Biomasseanlagen von anderen Anlagen, die nur nach Baurecht genehmigungsbedürftig sind. Zudem wurden im Wechsel des EEG 2012 zum EEG 2014 die Zahlungen für Biomasseanlagen deutlich stärker gekürzt als für andere Technologien. Biomasseanlagen, die vor dem 23. Januar 2014 eine Baugenehmigung hatten – und deren Projektkalkulation in aller Regel auf den Zahlungsansprüchen nach EEG 2012 beruht –, sind daher besonders betroffen, wenn sie nur noch die Vergütungsansprüche nach EEG 2014 in Anspruch nehmen konnten. Um unbillige Härten zu vermeiden, wird deshalb der neue Satz 2 eingeführt. Es handelt sich dabei nur um wenige Anlagen, bei denen aber die Anwendung der Zahlungshöhe nach EEG 2014 zu erheblichen finanziellen Problemen bis hin zur Insolvenz führen kann.

Um diese Härten zu vermeiden und ein kohärentes System im Übergang von EEG 2012 zu EEG 2014 zu gewährleisten, ist der neue Satz 2 nach dem neuen Satz 3 rückwirkend zum 1. August 2014, also dem Inkrafttreten des EEG 2014, anzuwenden. Es handelt sich hier um eine rückwirkende Begünstigung von – wenigen – Betreibern von Bestandsanlagen.

Bis zum Inkrafttreten des EEG 2016 sind Anlagen nach Satz 2 mit einer Baugenehmigung nach den Fördersätzen des EEG 2014 vergütet worden. Wenn aufgrund der Rückwirkung nach Satz 3 Korrekturen von Abrechnungen für die Jahre 2014 oder 2015 erforderlich werden, ist es zur Erleichterung für Anlagen- und Netzbetreiber ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber eine Kopie der Baugenehmigung sowie einen Nachweis über die Inbetriebnahme der Anlage vorlegt. Diese Nachweise genügen für die Korrektur der Abrechnung im Verhältnis von Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber sowie zwischen diesem Netzbetreiber und dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Es ist nicht erforderlich, dass zusätzlich noch einer der in § 62 EEG 2016 aufgeführten Gründe, z. B. eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung, herbeigeführt wird.

Die Absätze 5 und 6 entsprechen § 100 Absatz 4 und 5 EEG 2014.

Zu Nummer 47

Der neue § 101 Absatz 1 Satz 4 EEG 2016 ist auch eine Folge der Ergänzung von § 100 Absatz 4 Satz 3 und 4 EEG 2016. Nach dem Wortlaut von § 101 Absatz 1 Satz 1 bis 3 EEG 2014 waren die Regeln zur Höchstbemessungsleistung bislang lediglich auf Altanlagen aus dem EEG 2012 und früheren Fassungen anwendbar, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind. Daher stellt diese Regelung als Stichtag für die Bestimmung der Höchstbemessungsleistung und die Vergütungsreduzierung bei Überschreiten der Höchstbemessungsleistung auf den 1. August 2014 ab. Nach § 100 Absatz 4 EEG 2016 (dessen Sätze 1 bis 3 identisch sind mit der Vorgängerreglung im EEG 2014) werden jedoch auch Anlagen, die die Voraussetzungen von § 100 Absatz 4 EEG 2016 erfüllen und bis spätestens 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen worden sind, als Anlagen behandelt, für die noch weitgehend die Regeln und insbesondere die Vergütungssätze des EEG 2012 anzuwenden sind. Daher

ist für solche Anlagen nach dem neuen Satz 4 der 1. Januar 2015 der einschlägige Stichtag für die Vergütungsreduzierung bei Überschreitung der Höchstbemessungsleistung sowie für die Bestimmung der Höchstbemessungsleistung. Da § 100 Absatz 4 Satz 2 EEG 2016 rückwirkend zum 1. August anzuwenden ist, ist auch der neue § 101 Absatz 1 Satz 4 rückwirkend zum 1. August anzuwenden, da ansonsten der zeitliche Anwendungsbereich dieser beiden zusammengehörigen Normen auseinanderfallen würden. Der neue Absatz 1 Satz 4 ist ein Rechtsfolgenverweis.

Die Änderung in § 101 Absatz 2 Nummer 2 ist eine redaktionelle Folgeänderung der geänderten Paragrafenbezeichnung in Teil 3 des EEG 2016.

Zu Nummer 48

Die Übergangsbestimmung des § 102 EEG 2014 wurde inhaltlich in § 22 EEG 2016 aufgegriffen und kann daher als eigenständige Regelung entfallen.

Zu Nummer 49

Zu Buchstabe a

Mit den Änderungen in den Buchstaben a und b wird eine redaktionelle Klarstellung vorgenommen. Auch in den Fällen des § 103 Absatz 3 und 4 EEG 2014 erfolgt die Begrenzung abnahmestellenbezogen und wird auch so berechnet. Die Begrenzung nach der Besonderen Ausgleichsregelung erfolgt stets bezogen auf die einzelne Abnahmestelle, für die jeweils ein Antrag zu stellen ist. Dies ergibt sich aus der gesamten Systematik der Besonderen Ausgleichsregelung, insbesondere aus § 64 Absatz 2 Satz 1 EEG 2014. Während die Begrenzungsvoraussetzungen unternehmensbezogen sind, erfasst die Begrenzungswirkung immer nur eine Abnahmestelle, für die jeweils ein Antrag gestellt sein muss. In § 64 EEG 2014 werden Voraussetzungs- und Rechtsfolgenseite explizit getrennt. Aus der bisherigen Formulierung des § 103 Absatz 3 und 4 EEG 2014 geht diese Unterscheidung nicht ganz so eindeutig hervor, sie wurde aber vom BAFA schon bisher so gehandhabt.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in Buchstabe b ist eine redaktionelle Folgeänderung zu Buchstabe a.

Zu den Buchstaben c und d

Durch Buchstabe c wird der neue Absatz 5 eingefügt: Der in § 5 Nummer 34 EEG 2014 enthaltene Begriff des Unternehmens schloss Einzelkaufleute von der Stellung eines Antrages in der Besonderen Ausgleichsregelung aus. Die Erfahrungen mit dem ersten Antragsverfahren nach dem EEG 2014 haben gezeigt, dass es durchaus Einzelkaufleute gibt, die Anträge in der Besonderen Ausgleichsregelung stellen. Die Abgrenzung nach Organisationsformen hat sich als nicht zielführend erwiesen. Absatz 5 stellt daher sicher, dass Unternehmen, die keine rechtsfähige Personenvereinigung und keine juristische Person sind und aus diesem Grund von der Antragstellung ausgeschlossen waren, aus Gründen der Gleichbehandlung noch nachträglich einen Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage für die Begrenzungsjahre 2015, 2016 und 2017 stellen können.

Zugleich wird durch Buchstabe d der bisherige Absatz 6 aufgehoben. Die bisherigen Absätze 5 und 6 können wegen Zeitablaufs entfallen.

Zu Nummer 50

§ 104 Absatz 2 und 4 EEG 2014 haben aufgrund Zeitablaufs keinen eigenständigen Regelungsgehalt mehr und werden daher gestrichen. Es wird ein Absatz zu Anlagen, die Schwarzlauge verstromen, ergänzt. Satz 1 sorgt dafür, dass die Änderung der Biomasseverordnung durch Artikel 7 bestehende Förderansprüche von Anlagen, die Schwarzlauge einsetzen, nicht beeinträchtigt. Für diese ist die Biomasseverordnung in ihrer bisherigen Fassung, in der Schwarzlauge noch als Biomasse anzusehen ist, weiter maßgeblich. Absatz 3 betrifft Schwarzlaugeanlagen, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen worden sind. Dieses Datum ist identisch mit demjenigen in § 66 Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe d EEG 2009, der eine Sonderregelung für Schwarzlaugeanlagen beinhaltet. Nach Satz 2 dürfen Schwarzlaugeanlagen nach Satz 1 nicht an Ausschreibungen teilnehmen und können auf diese Art auch keine Anschlussvergütung erlangen. Stattdessen wird der 20jährige Vergütungszeitraum nach § 25 Satz 1 für diese Anlagen einmalig um weitere zehn Jahre verlängert, um es den bestehenden Anlagen zu ermöglichen, sich langfristig auf einen Betrieb ohne EEG-Vergütung umzustellen. Um dies anzureizen, wird die Ver-

gütung im Anschlusszeitraum nach Satz 4 schrittweise reduziert. Ausgangswert der Berechnung der Anschlussvergütung ist der anzulegende Wert, den die jeweilige Anlage bislang nach den Vorschriften des EEG in der Fassung hatte, die für die jeweilige Anlage einschlägig ist. Da es sich um Biomasseanlagen handelt, haben sie für die verschiedenen Vergütungsstufen in Abhängigkeit von ihrer Bemessungsleistung ggf. mehrere anzulegende Werte. Dieser anzulegende Wert bzw. diese anzulegenden Werte werden jährlich zum 1. Januar um 8 Prozentpunkte gegenüber dem Ausgangswert verringert. Die erste Verringerung findet bereits mit Beginn des Anschlusszeitraums statt, so dass die Anlage im ersten Jahr des Anschlusszeitraums (und zwar ebenfalls am 1. Januar, da der reguläre Vergütungszeitraum nach § 25 Satz 2 am 31. Dezember des Vorjahres ausläuft) 92 Prozent ihres ursprünglichen anzulegenden Werts hat, im zweiten Jahr 84 Prozent usw. Die Sätze 5 und 6 enthalten Rundungsvorschriften. Wenn die Vergütungsdauer von Schwarzlaugeanlagen verlängert wird, wird deren installierte Leistung nicht nach § 28 Absatz 3 EEG 2016 von der Ausschreibungsmenge abgezogen. Denn da die Schwarzlaugeanlagen bereits 20 Jahre vor dem Verlängerungszeitpunkt in Betrieb genommen wurden, handelt es sich bei deren Leistung nicht um „im Vorjahr installierte Leistung“ im Sinn des § 28 Absatz 3 EEG 2016.

Zu Nummer 51

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Bezeichnung der Anlage 1 ist eine redaktionelle Folge der geänderten Paragrafenbezeichnungen in Teil 3 des EEG 2016.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in den Nummern 2.2.1, 2.2.4 Satz 1 und Satz 2 sowie 3.1 Satz 1 der Anlage 1 sind redaktionelle Folgeänderungen zur Einfügung einer Begriffsdefinition für den Begriff der Solaranlage in § 3 EEG 2016.

Zu Nummer 52

Die Nummern 1, 2, 3, 5 und 6 der Anlage 2 des EEG 2016 entsprechen den Nummern 1, 2, 3, 5 und 6 der Anlage 2 des EEG 2014.

Nummer 4 definiert den Referenzstandort. Der Referenzstandort nach Anlage 2 EEG 2014 ist definiert als ein Standort mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s in einer Höhe von 30 m über Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauhigkeitslänge von 0,1 m. Hinsichtlich der Verteilung von Windgeschwindigkeiten wird eine Rayleigh-Verteilung unterstellt. Heute liegen die durchschnittlichen Nabenhöhen bei rund 140 m Höhe. Vor diesem Hintergrund wird in Nummer 4 eine Anpassung der Definition des Referenzstandortes an die tatsächlichen technischen Bedingungen moderner Windenergieanlagen vorgenommen. Der Vergleichswert der Windgeschwindigkeit wird in der Nummer 4 von ursprünglich 30 m mit 5,5, m/s auf 100 m mit 6,45 m/s festgeschrieben.

Das im EEG 2014 unterstellte logarithmische Windprofil sowie die unterstellte Rauigkeit bildeten lediglich die Eigenschaften der Luftschicht bis rund 100 m (Prandtl-Schicht) realitätsgetreu ab. Die darüber liegende (Ekmann-) Luftschicht, in der anderen Windbedingungen vorherrschen, wurde nicht durch die bisherige Definition abgebildet. Dies hat in der Praxis dazu geführt, dass das Referenzertragsmodell nicht allein den Bau hoher effizienter Nabenhöhen anreizte. Dies gilt insbesondere für die windhöffigeren Standorte. Das Potenzgesetz bildet die Windverhältnisse über 100 m deutlich realitätsgetreuer ab. Vor diesem Hintergrund wird ab 100 m Höhe auf das Potenzgesetz abgestellt, wobei der Hellmannexponent mit 0,25 festgelegt wird.

Die beiden Änderungen in Nummer 4 bauen aufeinander auf und sind in ihren Auswirkungen zusammen zu bewerten. Mit den beiden Änderungen wird sichergestellt, dass eine Standortdifferenzierung zwischen 70 und 150 Prozent-Referenzstandortgüte erfolgen kann. Hierfür bedarf es neben der Anpassung an die tatsächlichen Windbedingungen über 100 m (Potenzgesetz mit Hellmannexponent 0,25) einer parallelen Festlegung der Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf 100 m. Im Ergebnis der Änderungen der Nummer 4 werden effizientere Anlagen am jeweiligen Anlagenstandort angereizt. Durch die neue Definition wird der bisherige Nachteil höherer Windenergieanlagen am jeweiligen Standort grundsätzlich abgemildert.

Die Änderungen in Nummer 6 sind erforderlich, da auf eine aktualisierte Norm zu verweisen ist. Zur Vermessung der Leistungskennlinien und zur Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort sind

nunmehr jene berechtigt, die für die Anwendung der in diesen Nummern genannten Richtlinien nach DIN EN ISO IEC 17025[24)] akkreditiert sind.

Die Änderungen in Nummer 7 im Vergleich zum EEG 2014 sind Anpassungen aufgrund der Veränderung der Vergütungssystematik vom ein- hin zum zweistufigen Vergütungssystem. Es wird damit auch festgelegt, wie und nach welchen Richtlinien der Gütefaktor abzuleiten ist, der gemäß § 36g die Korrekturfaktoren und damit die Vergütungshöhe bestimmt.

Nach dem neuen Satz 1 ist der Standortertrag ins Verhältnis zum Referenzertrag zu setzen. Der Gütefaktor wird in Prozent angegeben. Damit ist der Gütefaktor ein Ausdruck der Windenergiegüte an dem entsprechenden Standort. Da die Herleitung des Standortertrags im Rahmen des Gesetzes einer näheren Erläuterung bedarf, wird die FGW die Richtlinie 6 weiterentwickeln oder alternativ auch eine neue Richtlinie einführen. Entsprechend wurde auf ggf. weitere relevante Richtlinien verwiesen.

Der neue Satz 2 stellt klar, dass der Standortertrag eine konkrete Strommenge widerspiegelt, die an einem konkreten Standort über einen definierten Zeitraum tatsächlich eingespeist werden kann bzw. hätte eingespeist werden können.

In Nummer 7.1 wird beschrieben, wie der Standortertrag herzuleiten ist, der vor Inbetriebnahme die Grundlage für die Herleitung des Gütefaktors bildet. Es ist dabei der Bruttostromertrag gemäß der Richtlinie 6 der FGW zu bilden. Davon sind sogenannte Verlustfaktoren abzuziehen. Auch hier sind die Erläuterungen und Konkretisierungen zur Ermittlung der Verlustfaktoren in der Technischen Richtlinie 6 der FGW zu berücksichtigen. Bei den Verlustfaktoren handelt es sich um einen Anteil des theoretischen Windpotenzials, der faktisch am konkreten Standort nicht in Strom umgewandelt und eingespeist werden kann. Hierunter sind insbesondere Abschattungseffekte, fehlende technische Verfügbarkeit der Anlagen und aller Bestandteile des Windparks, die zur Einspeisung des Windparks notwendig sind innerhalb des Windparks, und Einschränkungen aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen z. B. mit Blick auf Geräuschemissionen, Schattenwurf, Naturschutzrecht, Radar oder Flugbetrieb zu fassen. Der Maximalwert der fehlenden technischen Verfügbarkeit dient der Vereinheitlichung und Vereinfachung des Verfahrens. Der in Prozent angegebene Wert für die technische Verfügbarkeit hebt auf den Anteil am Bruttostromertrag und nicht auf die Betriebszeit die Anlage ab. Bei der Eigenversorgung des Windparks wird der Strombedarf der Windenergieanlagen z. B. für den Betrieb der Hinderniskennzeichnung sowie für den Betrieb der Anlage erforderlichen Betriebsprozesse angesprochen. Hierunter ist jedoch nicht der Stromanteil zu fassen, der durch den Betreiber oder einem benachbarten Dritten z. B. in einem benachbarten Handwerksbetrieb selbst verbraucht wird. Weiterhin sind die prognostizierten Strommengen, die aufgrund von Einspeisemanagement abgeregelt wurden, nicht vom Standortertrag abzuziehen.

Die neue Nummer 7.2 definiert in Satz 1 die Vorgehensweise für die Ermittlung des Standortertrags nach einer Betriebszeit von fünf, zehn oder 15 Jahren. Es sind dabei die tatsächlich eingespeiste Strommenge mit sogenannten fiktiven Strommengen zu addieren, die in den vergangenen Betriebsjahren hätten eingespeist werden können, weil dem Grunde nach entsprechend günstige Windbedingungen vorherrschten.

Der neue Satz 2 beschreibt, welche Hintergründe dazu führen können, dass sogenannte fiktive Strommengen zu ermitteln und zum Zwecke der Ermittlung des Standortertrags mit den eingespeisten Strommengen zu addieren sind. Zu den Hintergründen zählen längere Wartungsarbeiten an der Windenergieanlage oder an dem Umspannwerk des Windparks, Teilnahme am Regelenergiemarkt, Einspeisemanagement, sonstige Abschaltungen oder Drosselungen, die z. B. der optimierten Vermarktung des Stroms dienen, oder Eigenverbrauch des Betreibers oder Stromlieferungen an unmittelbar Dritte. Unter Eigenversorgung des Betreibers ist der Stromverbrauch gefasst, der nicht zum Betrieb des Windparks unmittelbar erforderlich ist. Der Stromverbrauch des Betreibers in einem benachbarten Haushalt oder landwirtschaftlichen Betrieb wäre dabei eine Strommenge, die als fiktive Strommenge mit den tatsächlich eingespeisten Strommengen zu addieren ist. In Zukunft ist es denkbar, dass Strommengen durch den Einsatz von Zwischenspeichern ggf. zeitversetzt zum Windaufkommen in das Stromnetz eingespeist werden. Dieser Umstand ist entsprechend zu berücksichtigen. Speicherverluste wären dann als fiktive Einspeisemengen zu werten. Satz 6 stellt fest, dass die konkreten Verfahren zur Ermittlung der Standorterträge in den Technischen Richtlinien beschrieben werden. Die Sätze 7 und 8 weisen darauf hin, dass bei der Ermittlung des Standortertrags insbesondere auch konkrete detaillierte Betriebsdaten der Windenergieanlage heranzuziehen sind.

---

24) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin, und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

Die Daten sind dabei so vorzuhalten und zu speichern, dass ein berechtigter Dritter, hier der Gutachter, in die Lage versetzt wird, alle relevanten Betriebszustände der Anlage auslesen zu können. Dabei sind die Daten vor einer nachträglichen Änderung zu schützen.

Zu Nummer 53

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Bezeichnung der Anlage ist eine redaktionelle Folge zur Neunummerierung der Paragrafen zur Flexibilitätsprämie im EEG 2016.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Zu Dreifachbuchstabe aaa

In Nummer I.1 Buchstabe a der Anlage 3 werden Verweise angepasst, die aufgrund der Änderungen in Teil 3 und an § 100 EEG 2016 aktualisiert werden müssen.

Nach Nummer I.1 Buchstabe a der Anlage 3 kann die Flexibilitätsprämie nur von Bestandsanlagen in Anspruch genommen werden, für die u.a. einen Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 i.V.m. § 100 Absatz 2 EEG 2016 besteht. Das betriff über den Verweis in § 100 Absatz 2 Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird. Bestandsbiogasanlagen, die erfolgreich an einer etwaigen Ausschreibung teilgenommen haben, erhalten den Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2016, wenn die Verordnung nach § 88 EEG 2016 nichts anderes bestimmt.

Zu Dreifachbuchstabe bbb

In Nummer I.1 Buchstabe b wird der Verweis auf das Register aufgrund der nunmehr in § 3 Nummer 39 EEG 2016 aufgenommenen Definition angepasst.

Zu Doppelbuchstabe bb

In Nummer I.5 werden die Verweise als Folge zu den geänderten Paragrafenbezeichnungen in Teil 3 des EEG 2016 angepasst.

Zu Buchstabe c

In Nummer II.1 werden die Verweise als Folge zu den geänderten Paragrafenbezeichnungen in Teil 3 des EEG 2016 angepasst.

Zu Artikel 2 (Windenergie-auf-See-Gesetz)

Zu Teil 1 (Allgemeine Bestimmungen)

Zu § 1 (Zweck des Gesetzes)

§ 1 Absatz 1 WindSeeG regelt den Zweck des Gesetzes. Demnach ist es der Zweck des Gesetzes, die Nutzung der Windenergie auf See insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes auszubauen.

§ 1 Absatz 2 WindSeeG konkretisiert das Ziel des Gesetzes, die Nutzung der Windenergie auf See auszubauen.

Nach Satz 1 ist es Ziel des Gesetzes, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See in Übereinstimmung mit dem Ausbauziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2016) für Windenergie auf See bis zum Jahr 2030 auf insgesamt 15 GW auszubauen.

Nach Satz 2 soll der Zubau stetig und gleichmäßig über die Jahre verteilt erfolgen. Ein stetiger Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See ist von zentraler Bedeutung, um einen „Fadenriss" und die damit verbundenen strukturellen Verwerfungen in den Küstenländern zu vermeiden. Nur mit einem kontinuierlichen Ausbau können die erkennbaren Kostensenkungspotentiale erschlossen werden. Zudem soll der Zubau gleichmäßig über die Jahre verteilt werden. Dies ergibt einen voraussichtlichen jährlichen Zubau von durchschnittlich 730 MW pro Jahr in den 2020er Jahren: Aufgrund den bereits erfolgten Kapazitätszuweisungen ist nach derzeitigem Kenntnisstand davon auszugehen, dass das Ziel von 6.500 MW in 2020 überschritten wird und Ende 2020 eine installierte Leistung von 7.700 MW erreicht sein wird. Der Zubau von weiteren 7.300 MW, die zur Erreichung des Ausbauziels von 15 GW Ende 2030 erforderlich sind, wird gleichmäßig auf die zehn Jahre von 2021 bis 2030 verteilt. Durch

die ausdrückliche Erwähnung der Ausbauziele – insgesamt bis 2030 und jährlich gleichmäßig verteilt – erhalten die Akteure insoweit Planungssicherheit. Der Ausbau muss nach Satz 2 außerdem kosteneffizient erfolgen, um eine wirtschaftliche Energieversorgung zu gewährleisten. Er erfolgt auch unter Berücksichtigung der für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten.

Satz 3 konkretisiert das Ziel des Gesetzes, die Nutzung der Windenergie auf See kosteneffizient und unter Berücksichtigung der für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten auszubauen. Das soll insbesondere dadurch gewährleistet werden, dass in Zukunft der Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der Bau der dafür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen zeitlich und vom Umfang her noch besser aufeinander abgestimmt werden. Dadurch soll zum einen sichergestellt werden, dass ausreichend Anschlusskapazität bei Inbetriebnahme der neuen Windenergieanlagen auf See zur Verfügung steht. Zum anderen sollen dadurch unnötige Leerstände der Offshore-Anbindungsleitungen vermieden werden.

Zu § 2 (Anwendungsbereich)

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt den sachlichen und zeitlichen Anwendungsbereich dieses Gesetzes.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt den räumlichen Anwendungsbereich des Gesetzes. Danach gilt dieses Gesetz im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland, es sei denn, im Gesetz ist etwas anderes ausdrücklich geregelt. Damit wird insbesondere klargestellt, dass dieses Gesetz grundsätzlich nicht für das deutsche Küstenmeer und nicht für die Hohe See gilt. Ausnahmen sind für das Küstenmeer v. a. die Regelungen über den Flächenentwicklungsplan und die Voruntersuchung mit den dort näher bestimmten Maßgaben, die Ausschreibungen – sowohl im zentralen Modell (nach Maßgabe der dortigen Vorschriften) als auch in der Übergangsphase – sowie die Bestimmungen für Prototypen und für die Hohe See der zulassungsrechtliche Teil, s. unten.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 regelt dieses Gesetz die Fachplanung in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See. Diese war bisher in § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und insbesondere im Bundesfachplan Offshore geregelt. Aufgrund des Sachzusammenhangs und um einen effizienten Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten, ist sie fortan in diesem Gesetz geregelt.

Nach Nummer 1 ist auch die Voruntersuchung von geeigneten Flächen für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See Gegenstand dieses Gesetzes. Eine entsprechende staatliche Voruntersuchung von Flächen gab es bisher nicht. Dieses neue Element soll dazu beitragen, die Kosten der Nutzung der Windenergie auf See möglichst gering zu halten. Durch die staatliche Voruntersuchung der Flächen soll vermieden werden, dass nicht geeignete Flächen im Ausschreibungsverfahren berücksichtigt werden. Dadurch sollen die Gesamtkosten des Ausbaus von Windenergieanlagen auf See verringert werden. Zudem sollen durch die Voruntersuchung der Flächen Informationen eingeholt und aufbereitet werden, die den Teilnehmern der Ausschreibungen zur Verfügung gestellt werden sollen. Dadurch wird vermieden, dass alle Teilnehmer an den Ausschreibungen diese Untersuchungen selbst durchführen müssen. Außerdem soll die gleiche Informationslage für die Ausschreibungsteilnehmer einen gleichberechtigten Wettbewerb ermöglichen. Für den bezuschlagten Bieter soll die Voruntersuchung zu einer Beschleunigung des Planfeststellungsverfahrens führen.

In zeitlicher Hinsicht gelten die Regelungen dieses Gesetz zur Fachplanung und Voruntersuchung von Flächen ab Inkrafttreten des Gesetzes. Damit können die zuständigen Behörden mit der Fachplanung und der Voruntersuchung von Flächen ab diesem Zeitpunkt beginnen. Die auf Grund dieses Gesetzes durchgeführte Fachplanung und Voruntersuchung von Flächen bilden dann die Grundlage für Ausschreibungen von Windparks (mit Gebotsterminen ab 2020) mit einer Inbetriebnahme erst ab dem Jahr 2025. Bis dahin gilt ein Übergangsregime, das ebenfalls in diesem Gesetz geregelt ist. Dieser zeitliche Vorlauf bis zum Jahr 2025 ist aufgrund der erheblichen Planungs- und Bauzeiten erforderlich.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 sind auch die Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie nach § 22 EEG 2016 für Windenergieanlagen auf See Gegenstand dieses Gesetzes. Dieses Gesetz enthält die im Vergleich

zum EEG 2016 speziellen Vorschriften für die Ausschreibungen im Bereich der Windenergie auf See. Deshalb wird in Nummer 2 ausdrücklich klargestellt, dass sämtliche Regelungen des EEG 2016, insbesondere zu Ausschreibungen, anzuwenden sind, soweit nicht dieses Gesetz etwas Anderes regelt.

Die Regelungen zur Ausschreibung gelten in zeitlicher Hinsicht für Windenergieanlagen auf See, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden. Anlagen, die vor diesem Datum in Betrieb genommen werden und vor dem 1. Januar 2017 eine unbedingte Netzanbindungszusage oder Anschlusskapazitäten nach § 17d Absatz 3 EnWG a.F. erhalten haben, erhalten Zahlungen auf Grundlage und nach Maßgabe des EEG 2016. Für die Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden, ist weiter zu unterscheiden: Das Gesetz enthält spezielle Regelungen zu den Ausschreibungen für die Anlagen, die im Zeitraum ab dem Jahr 2021 bis einschließlich zum Jahr 2024 in Betrieb gehen sollen (Übergangsregime), und für die Anlagen, die ab dem 1. Januar 2025 in Betrieb genommen werden (sog. zentrales Modell).

Zu Nummer 3

Nach Nummer 3 ist auch die Zulassung, die Errichtung, die Inbetriebnahme und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie von Anlagen zur Übertragung des Stroms Gegenstand dieses Gesetzes. Bisher sind diese Materien vor allem in der Seeanlagenverordnung geregelt. Die Bündelung der Zulassungsanforderungen und Verfahrensbestimmungen in diesem Gesetz soll zu einem geordneten und kosteneffizienten Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See beitragen: Sie erhöht die Verständlichkeit des Rechtssystems, vermeidet Wertungswidersprüche zwischen unterschiedlichen Regelungsbereichen und erhöht die Planungs- und Investitionssicherheit für die Beteiligten.

In zeitlicher Hinsicht gilt ebenso wie bei Nummer 2, dass dieses Gesetz für Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen gilt, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden. Für Anlagen, die vor diesem Datum in Betrieb genommen werden, gilt die bisherige Rechtslage bzw. das EEG 2016.

Soweit dieses Gesetz nichts Anderes regelt, ist das EnWG anzuwenden, insbesondere die über das in Nummer 3 angesprochene Zulassungsrecht hinausgehenden Regelungen zu Anlagen zur Übertragung des Stroms, der in Windenergieanlagen auf See erzeugt wird.

Zu § 3 (Begriffsbestimmungen)

§ 3 WindSeeG enthält Begriffsbestimmungen für dieses Gesetz. Soweit dieses Gesetz nichts Abweichendes regelt, gelten im Übrigen insbesondere die Begriffsbestimmungen des EEG 2016 und des EnWG.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 sind „Cluster“ die im Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG festgelegten Räume für Windenergieanlagen auf See. Dieser Begriff wird für das Übergangsregime in den Jahren 2021 bis 2024 übernommen. Im neuen Planungsinstrument, dem Flächenentwicklungsplan, der Festlegungen für den Zeitraum ab dem Jahr 2025 treffen wird, wird dieser Begriff nicht mehr verwendet.

Zu Nummer 2

Nummer 2 definiert den Begriff „clusterinterne Kapazitätsknappheit“. Er ist bedeutsam für das in § 34 WindSeeG geregelte Zuschlagsverfahren in der Übergangsphase. Dort ist die Zuschlagserteilung nicht nur durch das Ausschreibungsvolumen begrenzt – wie im zentralen Modell und im EEG 2016 – sondern auch durch die jeweils verfügbare Kapazität auf Offshore-Anbindungsleitungen.

Eine clusterinterne Kapazitätsknappheit besteht, wenn die Kapazität auf einer Offshore-Anbindungsleitung nicht für die Bezuschlagung (und damit den Netzanschluss über die Leitung) aller bestehenden Projekte ausreicht, die in dem Cluster liegen, das durch die betreffende Offshore-Anbindungsleitung erschlossen wird. Welche Kapazität auf einer Offshore-Anbindungsleitung für die Ausschreibungen in der Übergangsphase in einem Cluster zur Verfügung steht, wird unter Berücksichtigung der bisherigen Zuweisung von Netzanbindungskapazitäten ermittelt, s. § 29 Satz 2 Nummer 4 WindSeeG.

Eine clusterinterne Knappheit liegt auch vor, wenn die Kapazität auf einer Offshore-Anbindungsleitung nicht für eine Bezuschlagung aller bestehenden Projekte ausreicht, die entweder in dem Cluster liegen, das durch die betreffende Offshore-Anbindungsleitung erschlossen wird, oder die in einem anderen Cluster liegen, aber über eine

clusterübergreifende Anbindung ausnahmsweise durch die betreffende Offshore-Anbindungsleitung erschlossen werden können.

Welche clusterübergreifenden Anbindungen ausnahmsweise berücksichtigt werden, ergibt sich aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan auf Grundlage des § 17b Absatz 3 EnWG. Sie werden bei der Bekanntmachung der verfügbaren Kapazität nach § 29 Satz 2 Nummer 5 WindSeeG entsprechend berücksichtigt.

Zu Nummer 3

Nummer 3 definiert „Gebiete“ als Bereiche in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See. Gebiete entsprechen den heute im Bundesfachplan Offshore enthaltenen Clustern, auf diese Planung wird mit dem WindSeeG aufgebaut. Insofern wird insbesondere in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee bei der Festlegung von Gebieten durch das BSH berücksichtigt, ob Windenergieanlagen auf See dort für eine Sammelanbindung geeignet wären (wie schon bisher bei den Clustern des Bundesfachplans Offshore). In der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee und im küstennahen Bereich wird die Geeignetheit zur Sammelanbindung dagegen regelmäßig unmaßgeblich sein, hier sind heute schon Einzelanbindungen aufgrund der Küstenentfernung, der Größe von Projekten bzw. der spezifischen Netzsituation üblich. Dies kann im Einzelfall auch für Gebiete in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee gelten.

Zu Nummer 4

„Flächen“ sind in Nummer 4 definiert als Bereiche innerhalb von Gebieten, auf denen Windenergieanlagen auf See in räumlichem Zusammenhang errichtet werden sollen und für die deshalb eine gemeinsame Ausschreibung erfolgt. Flächen ähneln den heutigen Abgrenzungen eines Windparks innerhalb eines Clusters nach Bundesfachplan Offshore. Künftig ist aber auch vorstellbar, dass eine Fläche sich vollständig mit einem Gebiet deckt; nicht jedes Gebiet muss in mehrere Flächen aufgeteilt sein, es kann auch nur eine Fläche erfassen.

Zu Nummer 5

Nummer 5 stellt klar, dass auch in diesem Gesetz die Begriffsdefinition aus § 2 Absatz 3 Bundesbedarfsplangesetz für „Offshore-Anbindungsleitungen“ Anwendung findet. Offshore-Anbindungsleitungen sind damit Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land. Sie erfassen also in der Nordsee in der Regel sowohl die HGÜ-Leitung einer Sammelanbindung als auch die Drehstrom-Verbindungen von der zugehörigen Konverterplattform zu den Umspannwerken der Windparks. Die Fertigstellung einer Offshore-Anbindungsleitung erfolgt zumeist in mehreren Schritten, insbesondere werden die Drehstromverbindungen zu den verschiedenen Umspannwerken nicht gleichzeitig hergestellt. Entsprechend gibt es mehrere Fertigstellungstermine einer Offshore-Anbindungsleitung, die jeweils windparkspezifisch sind und sich jeweils in der Gesamtschau beider Komponenten (Sammelanbindung und den jeweiligen Verbindung zu den Umspannwerken auf See des Windparks) ergeben.

Dass die Begriffsdefinition des Bundesbedarfsplangesetzes gilt, wird wegen der besonderen Bedeutung des Begriffs „Offshore-Anbindungsleitung“ für die Regelungen des WindSeeG ausdrücklich klargestellt. Das schließt nicht aus, dass auch für andere Begriffe, die in diesem Gesetz verwendet werden, ihre Definition aus dem Bundesbedarfsplangesetz oder anderen Gesetzen gelten (insbesondere die Begriffsbestimmungen des EEG 2016 und des EnWG, s. oben).

Zu Nummer 6

Nummer 6 definiert den Begriff Prototypen bei Windenergieanlagen auf See. Diese Definition bildet die Grundlage für die Ausnahme von dem Erfordernis, für den Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 an einer Ausschreibung teilzunehmen. Teil 5 regelt hierzu weiteres. Mit der Regelung soll die Entwicklung neuer Anlagen erleichtert und so der Forschungs- und Entwicklungsstandort unterstützt werden.

Nach Nummer 6 sind Prototypen einer Windenergieanlage auf See die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, die nachweislich wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen insbesondere bei der Generatorleistung, dem Rotordurchmesser, der Nabenhöhe oder der Gründungsstruktur aufweisen. Die Nachweispflicht trifft denjenigen, der sich auf die Prototypeneigenschaft beruft.

Die Definition von „Prototyp“ lehnt sich so weit wie möglich an die parallele Vorschrift zu Prototypen von Windenergieanlagen an Land im EEG 2016 an. Es besteht allerdings insoweit ein Unterschied, als die für Windenergieanlagen an Land vorgesehene Bautypenprüfung bei Windenergieanlagen auf See in der Regel nicht vorgesehen ist und diese demnach auch nicht für die Bestimmung eines Prototyps maßgeblich sein kann.

Prototypen zeichnen sich nach der Definition dadurch aus, dass sie wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweisen. Erforderlich sind danach zunächst einmal technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen. Die bloße Neudimensionierung eines bestehenden Anlagentyps ist keine technische Weiterentwicklung oder Neuerung in diesem Sinn. Damit sind solche Anlagen keine Prototypen, die lediglich größer, höher oder leistungsstärker sind als bereits bestehende Anlagen, ohne dass damit auch eine weitergehende technische Veränderung verbunden ist.

Die technische Weiterentwicklung oder Neuerung muss zudem wesentlich sein. Maßstab für die Wesentlichkeit ist in Anlehnung an das Patentrecht, dass sich die technische Weiterentwicklung oder Neuerung vom Stand der Technik deutlich abheben muss, im Patentrecht üblicherweise als „notwendige Erfindungshöhe“ bezeichnet. Daraus folgt, dass eine patentierte technische Weiterentwicklung oder Neuerung in der Regel wesentlich ist. Aber auch nicht patentierte technische Weiterentwicklungen und Neuerungen können wesentlich sein, wenn sie sich vom bisherigen Stand der Technik ausreichend abheben.

Zu Nummer 7

Nummer 7 übernimmt inhaltlich unverändert die bisher im EEG 2014 enthaltene Definition der Windenergieanlage auf See. Hinsichtlich der in Bezug genommenen Karten des BSH wird im Übrigen auf die Begründung zu § 47 Absatz 2 EEG 2016 verwiesen.

Zu Nummer 8

Der Begriff „zugewiesene Netzanbindungskapazität“ in Nummer 8 beschreibt das spezielle Netznutzungsrecht des Betreibers einer Windenergieanlage auf See an einer Offshore-Anbindungsleitung. Die Definition erfasst nicht nur Kapazität, die durch Zuschläge nach diesem Gesetz zugewiesen wird, sondern gleichermaßen auch Kapazität von Anlagen in Betrieb sowie von Anlagen, denen Kapazität nach bisherigem Recht durch die Regulierungsbehörde oder durch unbedingte Netzanbindungszusage nach § 118 Absatz 12 des Energiewirtschaftsgesetzes zugewiesen worden sind. Unter „Netzanbindungskapazität“ ist in diesem Zusammenhang die technische Fähigkeit der Offshore-Anbindungsleitung zu verstehen, elektrische Leistung vom Umspannwerk des Offshore-Windparks zum Netzverknüpfungspunkt zulassungskonform an Land zu übertragen; dies betrifft insbesondere die Einhaltung von in der Zulassung vorgesehenen Temperaturkriterien.

Zu Teil 2 (Fachplanung und Voruntersuchung)

Zu Abschnitt 1 (Flächenentwicklungsplan)

Zu § 4 (Zweck des Flächenentwicklungsplans)

§ 4 WindSeeG regelt den Zweck des Flächenentwicklungsplans. Der Flächenentwicklungsplan ist das zentrale Planungsinstrument für den Zeitraum ab dem Jahr 2025. Er führt ab diesem Zeitpunkt Festlegungen des Bundesfachplans Offshore und des Offshore-Netzentwicklungsplans zusammen (s. § 7 WindSeeG). Der Flächenentwicklungsplan ist das Instrument, mit dem der Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der Offshore-Anbindungsleitungen optimal aufeinander abgestimmt werden sollen.

Absatz 1 Satz 1 legt den Grundsatz fest, dass mit dem Flächenentwicklungsplan die fachplanerischen Festlegungen für die ausschließliche Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland in der Nordsee und der Ostsee getroffen werden. Nach Satz 2 kann er auch Festlegungen für das Küstenmeer treffen, wobei dann die Bestimmungen der §§ 5 bis 8 zum Flächenentwicklungsplan anwendbar sind. Für das Küstenmeer sind die fachplanerischen Festlegungen durch den Flächenentwicklungsplan optional ausgestaltet, es ist die Entscheidung des jeweiligen Landes, ob und wie weit der Flächenentwicklungsplan das Küstenmeer punktuell einbezieht. Welche einzelnen Festlegungen für das Küstenmeer der Flächenentwicklungsplan tatsächlich in Betracht ziehen kann, wird entsprechend nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung des BSH mit dem zuständigen Bundesland näher bestimmt. In der Regel betrifft dies die Festlegung von Gebieten im Küstenmeer, s. unten § 5 Absatz 1 Nummer 1. Damit wird letztlich eine Einbeziehung voruntersuchter Flächen im Küstenmeer in die Ausschreibungen des zentralen Modells ermöglicht.

Absatz 2 präzisiert den Zweck des Flächenentwicklungsplans insbesondere im Hinblick auf den Ausbau von Windenergieanlagen auf See und der hierfür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 müssen die Festlegungen im Flächenentwicklungsplan so ausgestaltet sein, dass das Ausbauziel nach § 4 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 erreicht wird. Das Ausbauziel nach § 4 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 ist damit die wesentliche Steuerungsgröße beim Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen.

Zu Nummer 2

Nummer 2 legt den Grundsatz fest, dass die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See räumlich geordnet und flächensparsam erfolgen muss. Das gilt sowohl für die Windenergieanlagen auf See als auch für die Offshore-Anbindungsleitungen. Damit wird sichergestellt, dass der Ausbau ressourcenschonend und effizient erfolgt.

Zu Nummer 3

Nummer 3 regelt, dass die Festlegungen mit dem Ziel erfolgen müssen, eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten und Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See zu planen, zu errichten, in Betrieb zu nehmen und zu nutzen. Nummer 3 regelt damit den zentralen Aspekt des Gesetzes, dass zukünftig im Flächenentwicklungsplan der Ausbau und der Betrieb der Windenergieanlagen auf See und der Ausbau und der Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen gemeinsam betrachtet und synchronisiert werden sollen. Gleichzeitig ist bei der Erstellung des Flächenentwicklungsplans darauf zu achten, dass bereits bestehende Offshore-Anbindungsleitungen effizient genutzt und ausgelastet werden. Damit dient der Flächenentwicklungsplan auch dem Ziel, Leerstände auf den Anbindungsleitungen zu vermeiden und so die volkswirtschaftlichen Folgekosten zu senken.

Ebenso muss darauf geachtet werden, dass der Flächenentwicklungsplan effizient an die Planungen des Bundesfachplans Offshore zu Offshore-Anbindungsleitungen anschließt. Getroffenen Festlegungen etwa zu Trassenkorridoren und den Orten, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten, sind Grundlage der Raumordnung der Länder geworden und sollten insoweit beibehalten werden.

Zu § 5 (Gegenstand des Flächenentwicklungsplans)

§ 5 WindSeeG regelt den Gegenstand des Flächenentwicklungsplans. Absatz 1 regelt, welche Festlegungen der Flächenentwicklungsplan enthält. Absatz 2 regelt die Zulässigkeit einzelner Festlegungen. Absatz 3 regelt Ziele und Kriterien für die Festlegung der Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See und für die Reihenfolge, in der sie zur Ausschreibung kommen sollen. Absatz 4 regelt, in welchem Umfang Gebiete und Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See und wie die entsprechende zeitliche Reihenfolge festgelegt werden müssen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt, welche Festlegungen der Flächenentwicklungsplan enthält. Die Aufzählung ist abschließend. Grundsätzlich enthält der Flächenentwicklungsplan Festlegungen für die ausschließliche Wirtschaftszone. Nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung und der folgenden Vorschriften kann er auch einzelne Festlegungen für das Küstenmeer treffen.

Hierbei bestimmt die in § 4 WindSeeG genannte Verwaltungsvereinbarung vorab im Einzelnen, welche Festlegungen für das Küstenmeer der Flächenentwicklungsplan treffen kann. In der Regel wird sich die Verwaltungsvereinbarung auf die Möglichkeit der Festlegung von Gebieten und Flächen im Küstenmeer beziehen, in bzw. auf denen Windenergieanlagen auf See errichtet und betrieben werden sollen. Die Festlegung von Trassen oder Trassenkorridoren erfolgt üblicherweise nur für die ausschließliche Wirtschaftszone durch den Flächenentwicklungsplan; im Küstenmeer erfolgt sie durch die Länder. Die Gebiete und Flächen muss das Land vorab als möglichen Gegenstand des Flächenentwicklungsplans ausgewiesen haben, s. Absatz 1 Nummer 1 und 2. Die Festlegung von Gebieten und Flächen sowie die Einordnung von Flächen im Küstenmeer in die zeitliche Reihenfolge wird dann

in der Gesamtschau mit den Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone anhand der Kriterien aus § 5 Absatz 3 WindSeeG allein vom BSH vorgenommen.

Zudem wird in Absatz 1 noch einmal klargestellt, dass der Flächenentwicklungsplan Festlegungen nur für den Zeitraum ab dem Jahr 2025 enthält. Bis zu diesem Zeitraum sind die maßgeblichen Festlegungen für das Übergangsregime im Bundesfachplan Offshore und im Offshore-Netzentwicklungsplan enthalten. Gleichzeitig ist in Absatz 1 klargestellt, dass der erste Flächenentwicklungsplan Festlegungen mindestens für den Zeitraum ab dem Jahr 2025 bis zum Jahr 2030 enthält. Der Flächenentwicklungsplan kann aber auch bereits Festlegungen für die Zeit nach dem Jahr 2030 enthalten. Nach Maßgabe des § 8 WindSeeG kann der Flächenentwicklungsplan auch zu einem späteren Zeitpunkt über das Jahr 2030 hinaus fortgeschrieben werden. Damit wird klargestellt, dass der Flächenentwicklungsplan ab dem Jahr 2025 das zentrale Planungsinstrument für die ausschließliche Wirtschaftszone für die Nutzung der Windenergie auf See sein soll. Im Hinblick auf den Planungshorizont des Netzentwicklungsplans dürfte es sinnvoll sein, dem Flächenentwicklungsplan jeweils den Betrachtungszeitraum nach § 12a Absatz 1 Satz 2 EnWG zugrunde zu legen.

Zudem kann auch für unterschiedliche Festlegungen ein unterschiedlicher Betrachtungszeitraum gewählt werden: So bietet es sich an, z. B. Gebiete, Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen, Orte, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten, oder Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen mit einem langfristigeren Betrachtungszeitraum festzulegen als z. B. Flächen, die zeitliche Reihenfolge, in der die Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, die Kalenderjahre, in denen auf den Flächen jeweils die bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, oder die in den Gebieten und auf den Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung von Windenergieanlagen auf See. Die letztgenannten Festlegungen unterliegen stärker noch Veränderungen und der Entwicklung des Ausschreibungssystems. Die erstgenannten Festlegungen bilden einen Rahmen, der stabil sein sollte. Zudem sind sie größtenteils im Bundesfachplan Offshore mit langfristiger Perspektive berücksichtigt. Hier soll ein nahtloser Anschluss an die bisherige Raumordnung und Fachplanung erfolgen.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 werden im Flächenentwicklungsplan Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See festgelegt. Es können auch Gebiete im Küstenmeer festgelegt werden, allerdings nur, wenn das zuständige Land zuvor mit dem BSH eine entsprechende Verwaltungsvereinbarung geschlossen und auf deren Grundlage die Gebiet als möglichen Gegenstand des Flächenentwicklungsplans ausgewiesen hat.

Die Verwaltungsvereinbarung zwischen BSH und Land schreibt näher fest, welche Voraussetzungen ein Gebiet erfüllen muss, um vom betreffenden Land als Gegenstand des Flächenentwicklungsplans ausgewiesen werden zu dürfen. Dadurch wird sichergestellt, dass alle Gebiete und Flächen – gleich, ob in der ausschließlichen Wirtschaftszone oder im Küstenmeer – einen vergleichbaren Standard erreichen, um für den Flächenentwicklungsplan in Betracht zu kommen. Dafür wird in der Verwaltungsvereinbarung meist festgeschrieben werden, dass für die Ausweisung durch das Land eine Strategische Umweltprüfung erforderlich ist, die das Land für die Ausweisung durchführt. Auch ist es Aufgabe des zuständigen Landes, die ggf. erforderlichen Voraussetzungen in der Raumordnung zu schaffen. Das Land sollte zudem bereits bei Abschluss der Verwaltungsvereinbarung sicherstellen, dass in dem zulassungsrechtlichen Verfahren für Windenergieanlagen auf See im Küstenmeer, das nach einer Festlegung im Flächenentwicklungsplan und der Ausschreibung letztlich erfolgt, Maßstäbe angelegt werden, die denen der zulassungsrechtlichen Bestimmungen des WindSeeG für die ausschließliche Wirtschaftszone entsprechen.

Wie die Ausweisung als möglicher Gegenstand des Flächenentwicklungsplans auf Grundlage der Verwaltungsvereinbarung dann formal durch das Land umgesetzt wird, ist Sache des Landes und nicht Gegenstand der Verwaltungsvereinbarung oder dieses Gesetzes.

Ob ein vom Land auf Grundlage einer Verwaltungsvereinbarung mit dem BSH ausgewiesenes Gebiet später konkret in den Flächenentwicklungsplan aufgenommen wird, ist eine Entscheidung des BSH bei der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans insgesamt. Dabei wird eine Gesamtschau aller in Betracht kommender Gebiete und Flächen vorgenommen.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 werden im Flächenentwicklungsplan Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See festgelegt. In Nummer 2 wird klargestellt, dass die Flächen in den nach Nummer 1 festgelegten Gebieten liegen müssen. Daraus folgt auch, dass Flächen im Küstenmeer nur festgelegt werden können, wenn ein Gebiet im Küstenmeer festgelegt wurde, unter den in Nummer 1 genannten Voraussetzungen hierfür. Dabei entscheidet das BSH über den Zuschnitt der Fläche im Küstenmeer innerhalb des Gebiets. Sie kann sich vollständig mit dem Gebiet decken, aber auch nur Teilbereiche des Gebiets erfassen. Das BSH kann auch mehrere Flächen in dem Gebiet im Küstenmeer festlegen, was z. B. ermöglicht, die Ausschreibungen für verschiedene Flächen im Küstenmeer auf unterschiedliche Jahre zu verteilen.

Zu Nummer 3

Nach Nummer 3 wird im Flächenentwicklungsplan die Reihenfolge festgelegt, in der die Flächen nach Nummer 2 zur Ausschreibung kommen sollen, einschließlich der Kalenderjahre, in denen die Ausschreibung erfolgen soll. Über diese Festlegung wird der gesamte weitere Verlauf vorstrukturiert: Auf Grundlage dieser Festlegung im Flächenentwicklungsplan wird die zuständige Behörde die Voruntersuchung der Flächen in entsprechender zeitlicher Abfolge vornehmen. Daran werden sich die Ausschreibung der Flächen in dem im Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Jahr und die Beauftragung der Offshore-Anbindungsleitung zur Anbindung der Fläche anschließen.

Zu Nummer 4

Nach Nummer 4 wird im Flächenentwicklungsplan für jede Fläche nach Nummer 2 das Kalenderjahr festgelegt, in dem die bezuschlagten Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche und die zugehörige Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen. Im Vergleich zu der Ausschreibungsreihenfolge und dem Ausschreibungsjahr nach Nummer 3 ist diese Festlegung mit größeren Unsicherheiten behaftet. In der Genehmigungs- und Bauphase der Windenergieanlagen auf See und der Offshore-Anbindungsleitungen kann es zu Verzögerungen kommen. Gleichwohl muss dieser Prozessschritt bei der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans mitbedacht werden, um einen stetigen und kosteneffizienten Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See zu gewährleisten und eine synchronisierte Planung zu ermöglichen.

Zu Nummer 5

Nach Nummer 5 wird die in den Gebieten nach Nummer 1 und auf den einzelnen Flächen nach Nummer 2 voraussichtlich zu installierende Leistung von Windenergieanlagen auf See festgelegt. Dabei werden insbesondere der Stand der Technik im Hinblick auf die Anlagenauslegung und das Parkdesign, die Lage zu anderen Gebieten und Flächen und die erwartete Bebauung dieser Gebiete und Flächen sowie die effiziente Netzplanung berücksichtigt. Diese Festlegung ist wichtig, um einen Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf zu gewährleisten. Aufgrund dieser Festlegung ist es möglich, die zum Anschluss der Windenergieanlagen auf dieser Fläche erforderliche Kapazität der Offshore-Anbindungsleitung zu ermitteln und eine entsprechende Festlegung zur Anbindung dieser Fläche vorzusehen. Zudem wird durch diese Festlegung das Ausschreibungsvolumen auf dieser Fläche vorgezeichnet. Allerdings erfolgt die eigentliche Festlegung des Ausschreibungsvolumens erst im Rahmen der Voruntersuchung (§ 10 Absatz 3 und § 12 Absatz 5 WindSeeG), wobei dann Änderungen gegenüber dem Flächenentwicklungsplan möglich sind.

Zu Nummer 6

Nach Nummer 6 werden die Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, so weit wie möglich, Umspannanlagen festgelegt. Insoweit wird die Regelung aus § 17a Absatz 1 Satz 2 Nummer 4 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore übernommen und um die Sammelplattformen ergänzt.

Zu Nummer 7

Nach Nummer 7 werden die Trassen und Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone festgelegt. Insoweit wird die Regelung aus § 17a Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore unter Verwendung des in § 2 Absatz 3 des Bundesbedarfsplangesetzes definierten Begriffs der Offshore-Anbindungsleitung übernommen.

Zu Nummer 8

Nach Nummer 8 werden die Orte festgelegt, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten. Insoweit wird die Regelung aus § 17a Absatz 1 Satz 2 Nummer 3 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore übernommen.

Zu Nummer 9

Nach Nummer 9 werden Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen festgelegt. Insoweit wird die Regelung aus § 17a Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore übernommen.

Zu Nummer 10

Nach Nummer 10 werden Trassen oder Trassenkorridore für mögliche Verbindungen der in den Nummern 1, 2, 6, 7 und 9 genannten Anlagen, Trassen oder Trassenkorridore untereinander festgelegt. Insoweit wird die Regelung aus § 17a Absatz 1 Satz 2 Nummer 6 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore übernommen.

Zu Nummer 11

Nach Nummer 11 werden standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze festgelegt. Insoweit wird die Regelung aus § 17a Absatz 1 Satz 2 Nummer 7 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore übernommen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt, unter welchen Voraussetzungen die Festlegungen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 sowie 6 bis 11 unzulässig sind.

Diese Festlegungen sind nach Satz 1 unzulässig, wenn überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. Hierzu zählen ebenso die Belange der Fischerei und der marinen Aquakultur wie auch die Belange des Natur- und Artenschutzes. Insoweit wird die Regelung aus § 17a Absatz 1 Satz 3 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore übernommen. Die Interessen bestehender Projekte, die keinen Zuschlag in den Ausschreibungsverfahren nach Teil 3 Abschnitt 3 erhalten haben, sind keine privaten oder öffentlichen Belange, die einer Festlegung entgegenstehen.

Satz 2 regelt Ausschlussgründe für die Festlegungen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 sowie 6 bis 11. Sofern einer dieser Ausschlussgründe vorliegt, ist eine Festlegung nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 sowie 6 bis 11 in jedem Fall unzulässig. Die Aufzählung von Ausschlussgründen in Satz 2 ist nicht abschließend.

Den Festlegungen nach Absatz 1 Nummer 3 bis 5 stehen regelmäßig keine überwiegenden öffentlichen oder privaten Belange entgegen. Deshalb gilt Absatz 2 für die Festlegungen nach Absatz 1 Nummer 3 bis 5 nicht.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 sind Festlegungen unzulässig, die mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Absatz 3 des Raumordnungsgesetzes (ROG) nicht übereinstimmen. Diese Regelung entspricht der Regelung in § 17a Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 sind Festlegungen unzulässig, die die Meeresumwelt gefährden.

Zu Nummer 3

Nach Nummer 3 sind Festlegungen unzulässig, die die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigen.

Zu Nummer 4

Nach Nummer 4 sind Festlegungen unzulässig, die die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung beeinträchtigen.

Zu Nummer 5

Zu Buchstabe a

Nach Nummer 5 Buchstabe a sind Festlegungen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 unzulässig, wenn das Gebiet oder die Fläche in einem nach § 57 des Bundesnaturschutzgesetzes ausgewiesenen Schutzgebiet liegt.

Zu Buchstabe b

Nach Nummer 5 Buchstabe b sind Festlegungen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 unzulässig, wenn das Gebiet oder die Fläche außerhalb der vom Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG festgelegten Cluster 1 bis 8 in der Nordsee und Cluster 1 bis 3 in der Ostsee oder außerhalb der durch ein Land ausgewiesenen Gebiete oder Flächen im Küstenmeer liegt. Etwas anderes gilt nur, wenn in diesen Clustern und Gebieten und Flächen im Küstenmeer nicht ausreichend Gebiete und Flächen festgelegt werden können, um das Ausbauziel nach § 4 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 zu erreichen. Mit dieser Regelung wird der Anschluss des neuen Systems an die bisherige Fachplanung sichergestellt. Insbesondere erfolgt der Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See zunächst in den bereits näher betrachteten Clustern und im durch ein Land ausgewiesenen küstennahen Bereich. Dadurch werden in erheblichem Umfang Kosten gespart. Zudem ist durch die Öffnungsklausel sichergestellt, dass über die genannten Cluster und Gebiete und Flächen im Küstenmeer hinaus geplant werden kann, wenn das zur Erreichung des Ausbauziels erforderlich ist. Dies wird insbesondere für den Zeitraum ab 2030 relevant werden. Die Ziele nach § 4 Satz 1 Nummer 2 EEG 2016 erfassen nur den Zeitraum bis 2030, der Flächenentwicklungsplan wird aber perspektivisch auch schon die Zeit danach in den Blick nehmen.

Nach Satz 3 dürfte die Zulässigkeit der Festlegung von Gebieten oder Flächen in den meisten Fällen gegeben sein, wenn das Gebiet oder die Fläche in einem vom Bundesfachplan Offshore nach § 17a a.F. EnWG festgelegten Cluster oder einem Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet eines Raumordnungsplans nach § 17 Absatz 3 Satz 1 ROG liegt. Denn in diesen Fällen ist eine Zulässigkeitsprüfung nur erforderlich, soweit zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen der (für die Einordnung als Cluster oder als Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet bereits erfolgten) Prüfung erforderlich sind. Dies wird voraussichtlich in wenigen Fällen erforderlich sein, da die bereits erfolgte Prüfung für die Einordnung als Cluster oder als Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet von Umfang und Inhalt her der Zulässigkeitsprüfung für den Flächenentwicklungsplan entspricht. Die strategische Umweltprüfung kann daher auch entsprechend abgeschichtet werden, s. Satz 4. Diese Regelungen dienen ebenso wie die Regelung in Nummer 5 Buchstabe b dazu, den Anschluss an die bisherige Fachplanung sicherzustellen und die Kosten gering zu halten.

Satz 4 stellt klar, dass in den Fällen des Satzes 3 bei der Strategischen Umweltprüfung abgeschichtet werden kann, soweit eine entsprechende Prüfung schon bei der Festlegung des Clusters bzw. des Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiets erfolgt ist.

Satz 5 schreibt fest, dass es bei Gebieten und Flächen im Küstenmeer Aufgabe des Landes ist, dem BSH alle Unterlagen und Informationen zur Verfügung zu stellen, die für die Zulässigkeitsprüfung der Festlegung benötigt werden. Die schließt auch die Informationen und Unterlagen für die Strategische Umweltprüfung ein. In der Verwaltungsvereinbarung zu Festlegungen im Flächenentwicklungsplan für das Küstenmeer wird ohnehin meist vorgesehen sein, dass das Land eine Strategische Umweltprüfung durchführt, um ein Gebiet als möglichen Gegenstand des Flächenentwicklungsplans auszuweisen; damit liegen die Informationen und Unterlagen vor.

Zu Absatz 3

Absatz 3 konkretisiert die Ziele und Kriterien für die Festlegung der Flächen und der Reihenfolge, in der die Flächen ausgeschrieben werden sollen.

Nach Satz 1 erfolgen die Festlegungen mit dem Ziel, dass der Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichklang erfolgt und zudem die bestehenden Offshore-Anbindungsleitungen effizient genutzt werden. Damit werden in Zukunft der Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen gemeinsam betrachtet. Dadurch wird sichergestellt, dass alle Windenergieanlagen auf See rechtzeitig angeschlossen werden und Leerstand auf den Offshore-Anbindungsleitungen vermieden wird. Auf diese Weise soll der Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See möglichst kosteneffizient erfolgen.

Satz 2 legt einzelne Kriterien für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung fest. Bei der Anwendung dieser Kriterien sind aber stets das übergeordnete Ziel nach Satz 1 sowie das allgemeine Ziel des Gesetzes, einen stetigen und kosteneffizienten Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See zu gewährleisten, zu beachten. Die Aufzählung in Satz 2 ist nicht abschließend.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 Buchstabe a ist die effiziente Nutzung und Auslastung der im Zeitpunkt der Erstellung des Flächenentwicklungsplans vorhandenen Offshore-Anbindungsleitungen ein relevantes Kriterium. Es gilt auch insoweit möglichst Leerstand zu vermeiden. Deshalb gilt in der Regel, dass in erster Linie bereits vorhandene Offshore-Anbindungsleitungen vollständig ausgelastet werden müssen.

Nach Nummer 1 Buchstabe b ist die effiziente Nutzung und Auslastung der im Offshore-Netzentwicklungsplan vorbehaltlos bestätigten Offshore-Anbindungsleitungen ebenso ein relevantes Kriterium (zur Bestätigung unter Vorbehalt s. § 17c Absatz 2 EnWG und Begründung dazu). Da diese Offshore-Anbindungsleitungen mit großer Wahrscheinlichkeit realisiert werden, um in der Übergangsphase bezuschlagte Projekte anzubinden, muss bei Erstellung des Flächenentwicklungsplans absehbarer Leerstand auf diesen Leitungen ebenfalls möglichst vermieden werden.

Zu Nummer 2

Nummer 2 regelt den Fall, dass in der Zukunft die Kapazitäten auf den bestehenden oder vorbehaltlos im Offshore-Netzentwicklungsplan bestätigten Offshore-Anbindungsleitungen nicht ausreichen werden, um die zur Erreichung der Ausbauziele erforderlichen Windenergieanlagen auf See anzuschließen. Deshalb regelt Nummer 2, dass bei der Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung auch die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung zukünftiger Offshore-Anbindungsleitungen zu berücksichtigen ist. Dieses Kriterium ermöglicht es der zuständigen Behörde, die Festlegung der Flächen und den Zeitpunkt ihrer Ausschreibung so zu bestimmen, dass die Windenergieanlagen auf See zeitgleich mit den neu zu errichtenden Offshore-Anbindungsleitungen in Betrieb gehen und kapazitativ aufeinander abgestimmt sind. Im Hinblick auf eine realistische Planung müssen dabei auch die Netzverknüpfungspunkte an Land sowie die Planung und der tatsächliche Ausbau von Netzen an Land berücksichtigt werden. So werden Kosten für Maßnahmen des Netzengpassmanagements vermieden.

Zu Nummer 3

Nach Nummer 3 ist die räumliche Nähe zur Küste ein Kriterium für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung. Aus Gründen der Kosteneffizienz wird vorbehaltlich anderer, überwiegender Kriterien in der Regel die küstennähere Fläche zuerst zur Ausschreibung kommen.

Zu Nummer 4

Nach Nummer 4 sind Nutzungskonflikte auf einer Fläche ein Kriterium. Vorbehaltlich anderer Kriterien werden in der Regel solche Flächen zuerst zur Ausschreibung kommen, bei denen keine Nutzungskonflikte bestehen.

Zu Nummer 5

Nach Nummer 5 ist die voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit einer Fläche ein Kriterium.

Zu Nummer 6

Nach Nummer 6 ist die voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche und die sich daraus ergebende Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung ein Kriterium. Danach können vorbehaltlich anderer Kriterien insbesondere sehr kleinteilige Flächen zurückgestellt bzw. nicht mehr berücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere für Flächen, auf denen ein wirtschaftlicher Betrieb eines eigenständigen Windparks nicht erwartet werden kann.

Zu Nummer 7

Nach Nummer 7 ist eine unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potentiale ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und in der Ostsee, u.a. vor dem Hintergrund der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten, ebenfalls ein Kriterium.

Zu Absatz 4

Absatz 4 regelt zusätzliche Anforderungen für die Festlegung von Gebieten, Flächen und der zeitlichen Reihenfolge der Ausschreibung im Flächenentwicklungsplan, die von den zuständigen Behörden zu beachten sind. Mit diesen Anforderungen soll sichergestellt werden, dass bei der strategischen Planung mit Hilfe des Flächenentwicklungsplans das übergeordnete Ziel eines stetigen und koordinierten Ausbaus der Nutzung der Windenergie auf See berücksichtigt wird.

Nach Satz 1 Nummer 1 und 2 müssen die Festlegungen im Flächenentwicklungsplan zu den Gebieten, den Flächen und der Reihenfolge der Ausschreibung so getroffen werden, dass Flächen mit einer voraussichtlichen zu installierenden Leistung von 600 bis 900 MW jährlich zur Ausschreibung kommen können und dort später Windenergieanlagen mit einer entsprechenden installierten Leistung zugebaut werden. Dabei dürfen aber durchschnittlich jeweils nicht mehr als 730 MW pro Kalenderjahr ausgeschrieben bzw. zugebaut werden. Die Regelung stellt sicher, dass der Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See stetig und ohne „Fadenriss“ erfolgt. Sie stellt eine Verbindung zwischen den Ausbauzielen nach § 1 WindSeeG und nach dem EEG 2016 und den Festlegungen im Flächenentwicklungsplan her. Durch die Regelung wird über die Festlegungen im Flächenentwicklungsplan das Ausschreibungsvolumen und der tatsächliche Ausbau gesteuert. Dabei wird im Interesse einer möglichst effizienten Abstimmung des Ausbaus der Windenergieanlagen auf See und der Offshore-Anbindungsleitungen kein fester jährlicher Wert, sondern eine Spanne vorgegeben. Damit kann über die Ausschreibungs- und Zubaumenge auf die spezifischen Größen der festgelegten Gebiete und Flächen sowie der vorhandenen und geplanten Netzanschlusskapazitäten reagiert werden. Gleichzeitig dürfen nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans durchschnittlich nicht mehr als 730 MW zu installierender Leistung jährlich ausgeschrieben bzw. zugebaut werden. Dadurch soll eine Überschreitung der Ausbauziele nach § 1 WindSeeG verhindert werden. Die Festlegungen dürfen nicht so ausgestaltet werden, dass stets über 730 MW zur Ausschreibung kommen bzw. zugebaut werden. Der Durchschnitt ist regelmäßig für den jeweiligen Zeitraum der Geltung des Flächenentwicklungsplans zu bilden. Allerdings wird der nach dem Flächenentwicklungsplan für ein Jahr vorgesehene Zubau nicht in allen Fällen mit dem späteren tatsächlichen Zubau in diesem Jahr übereinstimmen. Beispielsweise können die nach § 59 WindSeeG einzuhaltenden Realisierungsfristen dazu führen, dass es in einzelnen Jahren tatsächlich zu einem Zubau von weniger als 600 MW oder mehr als 900 MW installierter Leistung kommt. Der vorgegebene Durchschnitt bleibt jedoch über die Jahre gewahrt.

Nach Satz 2 muss zwischen dem Kalenderjahr der Ausschreibung und dem Kalenderjahr der nach dem Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See so viel Zeit liegen, dass die Realisierungsfristen nach § 59 eingehalten werden können. Mit dieser Regelung wird sichergestellt, dass die zuständigen Behörden bei der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans ausreichend Zeit zwischen den genannten Terminen vorsehen. Das ist erforderlich, da andernfalls die Windenergieanlagen auf See nicht unter Einhaltung der Realisierungsfristen nach § 59 WindSeeG in dem nach dem Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Kalenderjahr in Betrieb gehen können. Nach der Zuschlagserteilung muss der bezuschlagte Bieter noch das Planfeststellungsverfahren durchführen. Er kann erst nach einem positiven Planfeststellungsbeschluss mit der Durchführung des Vorhabens beginnen. Die Regelung in Satz 2 kann im Einzelfall dazu führen, dass Windenergieanlagen auf See später in Betrieb gehen als es rein praktisch möglich wäre. Ziel der Regelung und des zentralen Modells insgesamt ist indessen, einen stetigen und effizienten Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See zu erreichen.

Nach Satz 3 wird ausnahmsweise die durchschnittliche jährliche Ausschreibungs- und Zubaumenge von 730 MW erhöht, falls in den beiden Gebotsterminen der Übergangsphase insgesamt wesentlich weniger als 2.920 MW bezuschlagt wurden. Dies kann der Fall sein, weil nach § 34 ein Zuschlag für das Projekt, dass die Ausbaugrenze Ausschreibungsvolumen überschreitet, kein Zuschlag mehr erteilt wird. Damit kann die Summe aller Projekte, denen ein Zuschlag erteilt wird, hinter den in den beiden Gebotsterminen je ausgeschriebenen 1.460 MW zurückbleiben. Diese Größe ist aber für die Festlegung des jährlichen Ausschreibungsvolumens bzw. der jährlichen Zubaumenge im Flächenentwicklungsplan zugrunde gelegt, um eine Erreichung des Ziels von 15 GW in 2030 zu erreichen. Daher muss der Flächenentwicklungsplan auf eine andere tatsächliche Entwicklung in der Übergangsphase reagieren. Ende 2017, nach den beiden Gebotsterminen der Übergangsphase, steht fest, in welchem Umfang Zuschläge nach § 34 erteilt wurden. Eine Berücksichtigung einer Unterschreitung der 2.920 MW im Flächenentwicklungsplan ist dabei nur verhältnismäßig, wenn die Unterschreitung wesentlich ist. Die bezuschlagte Leistung wird nicht exakt 2.920 MW betragen. Bagatellunterschreitungen sind dabei unbeachtlich, sie beeinflussen die Zielerreichung für 2030 nicht so, dass eine Berücksichtigung im Flächenentwicklungsplan verhältnismäßig wäre.

Zu § 6 (Zuständigkeit und Verfahren zur Erstellung des Flächenentwicklungsplans)

§ 6 WindSeeG regelt die Zuständigkeit und das Verfahren zur Erstellung des Flächenentwicklungsplans.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 macht das BSH die Einleitung des Verfahrens unter Angabe des Zeitpunkts des voraussichtlichen Abschlusses des Verfahrens bekannt.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Erstellung des Vorentwurfs und die Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber im Verfahren.

Nach Satz 1 erstellt das BSH unverzüglich nach Bekanntmachung der Einleitung des Verfahrens einen Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans.

Die Sätze 2 bis 4 regeln die Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber. Aufgrund ihrer Zuständigkeit für den Betrieb und den Ausbau der Übertragungsnetze werden auch sie rechtzeitig bei der Erstellung des Flächenentwicklungsplans beteiligt. Nach Satz 2 fordert die BNetzA die Übertragungsnetzbetreiber auf, eine gemeinsame schriftliche Stellungnahme zu dem Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans in einer von der BNetzA vorzugebenden angemessenen Frist abzugeben. Satz 3 regelt nicht abschließend die Aspekte, die die Übertragungsnetzbetreiber bei ihrer Stellungnahme berücksichtigen müssen. Diese decken sich zum Teil mit den bisher nach § 17b Absatz 1 und 2 EnWG im Offshore-Netzentwicklungsplan zu berücksichtigenden Aspekten. Zudem müssen die Vorgaben für den Flächenentwicklungsplan nach § 5 WindSeeG und die im Bundesfachplan Offshore und in den Netzentwicklungsplänen nach dem EnWG getroffenen Festlegungen, also die landseitige Netzplanung, berücksichtigt werden.

Nach Satz 4 prüft die BNetzA die Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit dem BSH.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt den Anhörungstermin zum Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans.

Zu Absatz 4

Absatz 4 Satz 1 regelt, dass das BSH auf Grund der Ergebnisse des Anhörungstermins einen Untersuchungsrahmen für den Flächenentwicklungsplan nach pflichtgemäßem Ermessen festlegt und nach Satz 2 unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Anhörungstermin nach Absatz 3 einen Entwurf des Flächenentwicklungsplans und einen Umweltbericht erstellt. Nach Satz 3 müssen die Betreiber von Übertragungsnetzen und von Windenergieanlagen auf See dem BSH die dafür erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen.

Zu Absatz 5

Absatz 5 Satz 1 regelt die Beteiligung der Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, und der Öffentlichkeit. Nach Satz 2 sind die Umweltauswirkungen und die Festlegungen des Plans Gegenstand der Beteiligung. Satz 3 stellt klar, dass in der Regel ein Erörterungstermin durchzuführen ist.

Zu Absatz 6

Absatz 6 regelt das Verfahren, wenn ausnahmsweise keine Strategische Umweltprüfung durchgeführt werden muss. In diesem Fall führt das BSH zur Beteiligung der Behörden und der Öffentlichkeit das in Absatz 1 bis 3 und in den §§ 14h bis 14l des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung vorgesehene Verfahren entsprechend durch, wobei die Erstellung eines Umweltberichts gerade nicht erforderlich ist.

Zu Absatz 7

Nach Absatz 7 ist das BSH für die Erstellung des Flächenentwicklungsplans zuständig. Es muss den Flächenentwicklungsplan im Einvernehmen mit der BNetzA erstellen. Durch die einvernehmliche Erstellung des Flächenentwicklungsplans ist sichergestellt, dass die seeseitigen planerischen Aspekte ebenso umfassend berücksichtigt werden wie die netzseitigen Aspekte. Diese Zuständigkeitsregelung ist eine Folge der materiellen Vorgaben für den Flächenentwicklungsplan, nach denen sämtliche Aspekte zum Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See, einschließlich der Übertragung des auf See erzeugten Stroms, im Flächenentwicklungsplan berücksichtigt werden sollen.

Der Flächenentwicklungsplan wird nach Absatz 7 zudem in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz, der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt und den Küstenländern erstellt. Diese Regelung ist Ausdruck dafür, dass alle wesentlichen Akteure beim Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See beteiligt sind.

Zu Absatz 8

Nach Absatz 8 Satz 1 macht das BSH den Flächenentwicklungsplan nach § 73 Nummer 1 WindSeeG bekannt. Nach Absatz 8 Satz 2 muss der erste Flächenentwicklungsplan bis zum 31. Dezember 2018 bekannt gemacht werden.

Zu Absatz 9

Absatz 9 regelt, dass der Flächenentwicklungsplan nicht selbständig gerichtlich überprüfbar ist. Diese Regelung ergibt sich aus der Rolle, die der Flächenentwicklungsplan im Rahmen der Planungskaskade für Windenergieanlagen auf See spielt. Seine primäre Aufgabe ist es, zu steuern, welche Flächen in welcher zeitlichen Reihenfolge von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben werden. Dadurch kann der Ausbau der Stromerzeugung insbesondere mit der effizienten Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen abgeglichen werden (§ 4 WindSeeG). Er bildet eine Vorstufe zur Voruntersuchung, der Ausschreibung und dem Zulassungsverfahren. Ein selbständiges gerichtliches Vorgehen gegen den Flächenentwicklungsplan muss nicht ermöglicht werden. Die Regelung entspricht ihrer Zielrichtung nach dem bisherigen § 17a Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 EnWG a.F. zum Bundesfachplan Offshore.

Wegen des verwaltungsinternen Charakters des Flächenentwicklungsplans ist auch der Anwendungsbereich des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes (UmwRG) nicht eröffnet. Der Flächenentwicklungsplan stellt keine Entscheidung dar, die § 1 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 UmwRG unterfällt.

Zu § 7 (Übergang vom Bundesfachplan Offshore und vom Offshore-Netzentwicklungsplan)

§ 7 WindSeeG regelt das Verhältnis zwischen dem Bundesfachplan Offshore und dem Offshore-Netzentwicklungsplan einerseits und dem Flächenentwicklungsplan andererseits. Danach gelten die Festlegungen im Bundesfachplan Offshore und im Offshore-Netzentwicklungsplan bis Ende 2024. Ab dem Jahr 2025 gelten dann nur noch die Festlegungen im Flächenentwicklungsplan, die den Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG sowie teilweise den Offshore-Netzentwicklungsplan ablösen. Unter Zugrundelegung der Festlegungen im Flächenentwicklungsplan, insbesondere dazu, wo und in welcher zeitlichen Reihung Flächen voruntersucht und ausgeschrieben werden sollen und eine Offshore-Anbindungsleitung erforderlich ist, erfolgt die weitere Netzplanung für die ausschließliche Wirtschaftszone im Rahmen des Netzentwicklungsplans gemäß §§ 12b und 12c EnWG (s. hierzu näher §§ 12b, 17a und 17b EnWG sowie deren Begründungen).

Der Bundesfachplan Offshore und der Offshore-Netzentwicklungsplan werden bis zum Jahr 2017 letztmalig erstellt, weil sie anschließend vom Flächenentwicklungsplan bzw. vom Flächenentwicklungsplan und vom Netzentwicklungsplan abgelöst werden. Entsprechende Regelungen zur jeweils letztmaligen Erstellung des Bundesfachplans Offshore und des Offshore-Netzentwicklungsplans sind im EnWG vorgesehen.

Die Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans erfolgt für Maßnahmen, die die Zeit ab 2025 betreffen, unter dem Vorbehalt, dass der Flächenentwicklungsplan eine entsprechende Festlegung enthält, § 17c Absatz 1 Satz 3 EnWG. So wird erreicht, dass es ausschließlich dem Flächenentwicklungsplan im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan obliegt, die verbindlichen Festlegungen für die Zeit ab 2025 zu treffen. Da der Flächenentwicklungsplan auf den vorherigen Planungen von Bundesfachplan Offshore und Offshore-Netzentwicklungsplan aufbaut, ist davon auszugehen, dass die meisten Festlegungen daraus fortgeführt werden. Das gilt insbesondere für die Festlegungen des Bundesfachplan Offshore, die einen stabilen Planungsrahmen für die künftig zur Ausschreibung kommenden Flächen bilden, etwa die Festlegung von Trassen oder Trassenkorridoren sowie von Orten, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten.

Für die Übergangsphase ist eine Änderung der (vorbehaltlosen) Bestätigung des letzten Offshore-Netzentwicklungsplans für Festlegungen bis 2024 insofern noch denkbar, als sich aus den Ergebnissen der Ausschreibung ergibt, dass die Fertigstellung einer zunächst vorgesehenen Offshore-Anbindungsleitung in der Übergangsphase nicht mehr erforderlich ist, s. § 17c Absatz 2 EnWG. Diese Änderung erfolgt ggf. unmittelbar nach dem zweiten

Gebotstermin (vgl. § 17c Absatz 2 EnWG), so dass sie im Verfahren für die Erstellung des ersten Flächenentwicklungsplans noch entsprechend berücksichtigt werden kann.

Zu § 8 (Änderung und Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans)

§ 8 WindSeeG regelt die Änderung und die Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans. Änderung meint dabei die Änderung (z. B. der zeitlichen Reihenfolge, in der die Flächen zur Ausschreibung kommen sollen) oder Ergänzung von bereits im Flächenentwicklungsplan getroffenen Festlegungen. Fortschreibung meint die Aufnahme von gänzlich neuen Festlegungen im zeitlichen Geltungsrahmen (z. B. die Aufnahme von Flächen, die bisher nicht berücksichtigt waren) oder die zeitliche Fortschreibung über den jeweiligen Geltungszeitraum des Flächenentwicklungsplans hinaus.

Zu Absatz 1

Das BSH und die BNetzA entscheiden nach Absatz 1 Satz 2 im Einvernehmen darüber, ob ein Verfahren zur Änderung oder Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans erfolgen soll. Beide können nach Satz 1 eine Änderung oder Fortschreibung vorschlagen. Dies gibt auch der BNetzA die Möglichkeit, die Änderung oder Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans zu initiieren. Über Inhalt und Umfang der Änderung wird dann im Verfahren nach § 6 WindSeeG entschieden.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 Satz 1 erfolgt die Änderung oder Fortschreibung jedenfalls dann, wenn zur Erreichung der Ziele nach § 4 WindSeeG die Festlegung anderer oder weiterer Gebiete und Flächen oder eine Änderung der zeitlichen Reihenfolge der Voruntersuchung der Flächen erforderlich ist oder wenn die folgenden Vorschriften es vorsehen, z. B. § 12 Absatz 6 Satz 3 oder § 18 Absatz 3 WindSeeG. Eine Änderung oder Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans ist zur Erreichung der Ziele nach § 4 WindSeeG insbesondere dann erforderlich, wenn tatsächlich weniger installierte Leistung zugebaut wurde als im Flächenentwicklungsplan vorgesehen bzw. in der Ausschreibung bezuschlagt, damit also letztlich weniger als durchschnittlich 730 MW pro Jahr tatsächlich realisiert werden. Dieser Fall kann eintreten, wenn feststeht, dass ein bezuschlagter Windpark ausnahmsweise endgültig nicht oder nicht im vollen Umfang realisiert wird. In diesem Fall muss die entgegen der Planung nicht installierte Leistung zusätzlich im Flächenentwicklungsplan vorgesehen und entsprechend in eine spätere Ausschreibung einbezogen werden (zusätzlich zu den für diese spätere Ausschreibungsrunde ohnehin jährlich vorgesehenen 730 MW im Durchschnitt).

Eine Änderung oder Fortschreibung erfolgt nach Absatz 2 Satz 3 auch dann, wenn zum 31. Dezember 2020 die insgesamt installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See wesentlich weniger als 7.700 MW beträgt. Denn diese Größe ist für die Festlegung des jährlichen Ausschreibungsvolumens bzw. der jährlichen Zubaumenge im Flächenentwicklungsplan zugrunde gelegt, um eine Erreichung des Ziels von 15 GW in 2030 zu erreichen. Daher muss der Flächenentwicklungsplan auf eine andere tatsächliche Entwicklung reagieren. Diese Reaktion ist aber nur verhältnismäßig, wenn die Unterschreitung wesentlich ist. Die installierte Leistung wird in 2020 vermutlich nicht exakt 7.700 MW betragen. Bagatellunterschreitungen sind dabei unbeachtlich, sie beeinflussen die Zielerreichung für 2030 nicht so, dass eine Änderung des Flächenentwicklungsplans verhältnismäßig wäre.

Mindestens alle vier Jahre muss der Flächenentwicklungsplan angepasst werden, auch wenn keiner der eben genannten Anlässe vorliegt. Dies soll sicherstellen, dass der Plan regelmäßig überprüft und aktualisiert wird.

Bei der Änderung oder Fortschreibung ist Absatz 5 WindSeeG einzuhalten. Nach § 5 Absatz 1 WindSeeG erfasst der erste Flächenentwicklungsplan einen Zeitraum, der sich mindestens bis zum Jahr 2030 erstreckt; der Flächenentwicklungsplan kann für einen Zeitraum fortgeschrieben werden, der über das Jahr 2030 hinausgeht, s. auch Absatz 3 Satz 2. Ohnehin kann für einzelne Festlegungen schon im ersten Flächenentwicklungsplan über 2030 hinaus geplant werden, während für andere erst mit der Fortschreibung ein Betrachtungszeitraum über 2030 hinaus gewählt werden kann, s. oben.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt, dass bei einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans über den Zeitraum bis zum Jahr 2030 hinaus auch Festlegungen zur sog. Nachnutzung von Flächen getroffen werden können, die zum Zeitpunkt der Fortschreibung bereits zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See genutzt werden. Diese Regelung gilt für

sämtliche Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone, unabhängig davon, ob die Flächen in der Übergangsphase für bestehende Projekte oder im zentralen Modell ausgeschrieben wurden. Im Flächenentwicklungsplan kann für diese Flächen festgelegt werden, wie die Nachnutzung der Flächen nach Ablauf der 20 Jahre für den Zahlungsanspruch nach dem EEG 2016 ausgestaltet wird. Durch die Regelungen im WindSeeG, insbesondere § 24 Absatz 2, § 37 Absatz 2 und § 48 Absatz 7 WindSeeG, ist sichergestellt, dass die Flächen nach Auslaufen des Zahlungsanspruchs nach dem EEG 2016 für eine Nachnutzung verfügbar sind. Auf Grundlage von Absatz 3 kann im Flächenentwicklungsplan nur festgelegt werden, dass die Flächen erneut für die Nutzung zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See eingesetzt werden und entsprechend eine neue Ausschreibung für diese Flächen durchgeführt wird, oder dass die Flächen nicht mehr für diesen Zweck genutzt werden. Eine anderweitige Nutzung kann dagegen im Flächenentwicklungsplan nicht festgelegt werden. Das bleibt einer anderen gesetzlichen Regelung in diesen oder anderen Gesetzen oder einer Regelung im Raumordnungsplan vorbehalten. Zudem ist in Absatz 3 klargestellt, dass die Entscheidung darüber, ob die Fläche weiter zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See genutzt wird, ausschließlich anhand der dann maßgeblichen Ausbauziele und unter Berücksichtigung des Zwecks des WindSeeG getroffen werden darf. Andere Aspekte sind nicht relevant. Der Gesetzgeber müsste zu gegebener Zeit regeln, welche Bestimmungen für den Fall einer erneuten Ausschreibung auf der Fläche im Einzelnen gelten.

Zu Absatz 4

Das BSH und die BNetzA machen jeweils die Einleitung und den voraussichtlichen Umfang der Änderung oder Fortschreibung bekannt. Grundsätzlich ist für die Fortschreibung oder Änderung das Verfahren nach § 6 WindSeeG durchzuführen, bei der Änderung kann das BSH aber auf einzelne Verfahrensschritte verzichten. So kann z. B. die Beteiligung der betroffenen Behörden und der Öffentlichkeit schriftlich oder elektronisch erfolgen. Die Vorschriften des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung bleiben unberührt, d.h. auf danach zwingend durchzuführende Verfahrensschritte darf das BSH nicht verzichten.

Zu Abschnitt 2 (Voruntersuchung von Flächen)

Zu § 9 (Ziel der Voruntersuchung von Flächen)

Zu Absatz 1

§ 9 Absatz 1 WindSeeG regelt die beiden Ziele der Voruntersuchung von Flächen, die Informationsbereitstellung und die Eignungsfeststellung. Die Voruntersuchung erfolgt dabei für die Flächen, die der Flächenentwicklungsplan vorsieht, in der im Flächenentwicklungsplan festgelegten Reihenfolge.

Zu Nummer 1

Nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 WindSeeG hat die Voruntersuchung das Ziel, Informationen über die jeweils vorzuuntersuchenden Flächen zur Verfügung zu stellen, die eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie nach § 22 EEG 2016 ermöglichen. Dadurch soll vermieden werden, dass für die Kalkulation und Erstellung der verbindlichen Gebote alle Bieter die Flächen auf eigene Kosten voruntersuchen müssen. Das trägt dazu bei, die Kosten des Gesamtprozesses zu reduzieren. Allerdings wird die Voruntersuchung nicht dazu führen, dass die Bieter gar keine eigenen Untersuchungen der Fläche mehr durchführen werden. Den Detaillierungsgrad, der für eine projektspezifische Planung eines Windparks und auch für die Planfeststellung eines konkreten Vorhabens erforderlich ist, wird die Voruntersuchung naturgemäß nicht erreichen.

Zu Nummer 2

Nach § 9 Absatz 1 Nummer 2 WindSeeG hat die Voruntersuchung weiter das Ziel, die Eignung von Flächen zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 festzustellen, um mit dem dabei erfolgenden Vorziehen einzelner Untersuchungsgegenstände das Planfeststellungsverfahren bzw. das Genehmigungsverfahren nach BImSchG nach erfolgter Ausschreibung für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf diesen Flächen zu beschleunigen. Durch die Eignungsprüfung soll vermieden werden, dass offensichtlich ungeeignete Flächen zur Ausschreibung kommen. Dadurch wird die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass auf einer ausgeschriebenen Fläche auch tatsächlich Windenergieanlagen auf See zulässig sind und gebaut werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 stellt entsprechend der Ziele der Voruntersuchung nach Absatz 1 klar, dass eine Fläche dann voruntersucht ist, wenn die Informationen zu der Fläche vorliegen und die Eignung der Fläche sowie die darauf zu installierende Leistung festgestellt sind. Nur voruntersuchte Flächen, also solche, zu denen die Informationen und Feststellungen vorliegen, gehen in die Ausschreibung.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt, dass die Voruntersuchung von Flächen zeitlich so durchgeführt wird, dass vor der Bekanntmachung der Ausschreibung in einem Kalenderjahr nach § 19 WindSeeG die Voruntersuchung mindestens derjenigen Flächen abgeschlossen ist, die nach dem Flächenentwicklungsplan in diesem Kalenderjahr und im darauffolgenden Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen. Absatz 3 stellt damit sicher, dass die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zur zeitlichen Reihenfolge der Ausschreibung der Flächen auch bei der Voruntersuchung eingehalten und umgesetzt werden. Zudem muss nach Absatz 3 die Voruntersuchung der Flächen über ein Jahr vor dem Ausschreibungstermin abgeschlossen sein, in dem diese Flächen zur Ausschreibung kommen sollen (mit Ausnahme der Voruntersuchung der ersten Fläche für die erste Ausschreibung im zentralen Modell, die erst im Kalenderjahr der Ausschreibung abgeschlossen sein muss). Damit wird sichergestellt, dass jeweils ausreichend Flächen voruntersucht sind und damit ausgeschrieben werden können.

Zu § 10 (Gegenstand und Umfang der Voruntersuchung von Flächen)

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt, welche Untersuchungen im Rahmen der Voruntersuchung einer Fläche durchgeführt und dokumentiert bzw. welche Berichte erstellt werden müssen. Die Voruntersuchung soll insgesamt eine ausreichende Datengrundlage zur Verfügung stellen, die es ermöglicht, ein Gebot zu kalkulieren und nach Zuschlagserteilung ohne längere weitere Untersuchungen einen Antrag auf Planfeststellung einreichen zu können.

Zu Nummer 1

Nach Satz 1 Nummer 1 werden die Untersuchungen zur Meeresumwelt durchgeführt und dokumentiert, die für eine Umweltverträglichkeitsstudie bei Durchführung des Planfeststellungsverfahrens nach den §§ 45 ff. WindSeeG zur Errichtung von Windenergieanlagen auf See auf der betreffenden Fläche erforderlich sind. Das bezieht sich nicht nur auf die Meeresumwelt im engeren Sinn, sondern bezieht beispielsweise auch den Vogelzug mit ein. Damit soll ein Teil der Untersuchungen, die im Planfeststellungsverfahren durchzuführen sind, vorweggenommen werden. Das reduziert die Kosten, da die Untersuchung nur einmal und nicht von jedem Bieter durchgeführt werden muss, und es beschleunigt später das Planfeststellungsverfahren.

In Nummer 1 ist dazu klargestellt, dass nur solche Untersuchungen durchgeführt werden, die unabhängig von der späteren Ausgestaltung des konkreten Vorhabens durchgeführt werden können. Diese Regelung trägt dem Umstand Rechnung, dass im Planfeststellungsverfahren auch auf das konkrete Bauvorhaben zugeschnittene Untersuchungen durchzuführen sein werden. Diese können nicht sinnvollerweise durch die zuständige Behörden vorweggenommen werden, solange das konkrete Bauvorhaben nicht bekannt ist. Das würde nicht zu einer Kosteneinsparung führen. Entsprechende Untersuchungen müssen von jedem Bieter selbst bzw. im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens von dem bezuschlagten Bieter passgenau zum jeweiligen Vorhaben durchgeführt werden.

Zu Nummer 2

Nach Satz 1 Nummer 2 wird zudem eine Vorerkundung des Baugrunds durchgeführt und ein geologischer Bericht sowie geotechnische Daten zur Verfügung gestellt. Eine Vorfestlegung auf bestimmte Gründungstechnologien erfolgt damit gerade nicht. Allenfalls kann die Vorerkundung eine Beschaffenheit des Bodens aufzeigen, die für bestimmte Gründungstechnologien nicht oder weniger geeignet ist.

Eine Baugrundhauptuntersuchung und eine Trassenerkundung für die parkinterne Verkabelung werden dagegen nicht durchgeführt. Auf Grundlage der Vorerkundung des Baugrunds ist der bezuschlagte Bieter in der Lage, einen Planfeststellungsantrag zu erstellen. Nach Durchführung des Planfeststellungsverfahrens beginnt der Vorhabenträger mit der Erstellung der Unterlagen für die sog. zweite Freigabe gemäß dem „Standard Konstruktion“, für die dann die Baugrundhaupterkundung (an allen Standorten von Windenergieanlagen des geplanten Windparks) einschließlich der Trassenerkundung für die parkinterne Verkabelung durchzuführen ist.

Im Rahmen der Voruntersuchung erfolgt im Übrigen keine gesonderte behördliche Erkundung der Fläche auf Hindernisse, Wracks, Kampfmittel, Kultur- und Sachgüter sowie sonstige Objekte. Die Freiheit der Fläche von diesen Objekten ist folglich nicht von der Feststellung der Eignung umfasst. Eine solche Erkundung obliegt – wie in der derzeitigen Praxis – dem späteren Bauherren bei der Umsetzung seines Vorhabens der Errichtung von Windenergieanlagen.

Zu Nummer 3

Nach Satz 1 Nummer 3 wird ein Bericht erstellt über die Windverhältnisse und die ozeanographischen Verhältnisse für die vorzuuntersuchende Fläche. Hierzu wird in der Regel ein größerer Bereich betrachtet als nur spezifisch die voruntersuchte Fläche. Die Berichte entsprechen nicht der Detaillierung eines Windgutachtens für die spezifische Fläche, insbesondere können bei der Erstellung der Berichte nur vorhandene und verfügbare Erkenntnisse berücksichtigt werden. Prognosen oder gutachtliche Schlussfolgerungen bezüglich des Windertrags werden nicht getroffen. Die konkrete Berechnung des Windertrags obliegt vielmehr dem Bieter selbst. Gleichwohl erhalten die Bieter so für die Planung ihrer Vorhaben relevante Informationen.

Satz 2 regelt, dass die Untersuchungen nach dem Stand von Wissenschaft und Technik durchzuführen sind. Das gilt für sämtliche Untersuchungen nach Absatz 1. Auch die Vorerkundung des Baugrunds ist eine „Untersuchung“ im Sinn von Absatz 2. Auch der Umfang der nach Absatz 1 für die einzelnen Untersuchungen zu erstellenden Dokumentation bestimmt sich in der Regel nach dem Stand von Wissenschaft und Technik. Der Umfang der Dokumentation muss entsprechend des Zwecks der Dokumentationspflicht – den potentiellen Bietern einer Auktion soll es erleichtert werden, ein Gebot abzugeben – möglichst umfassend sein.

Zu Nummer 1

Satz 2 Nummer 1 enthält die Vermutungsregel, dass die Untersuchungen nach Absatz 1 Nummer 1 nach dem Stand von Wissenschaft und Technik durchgeführt wurden, wenn die Untersuchungen zur Meeresumwelt unter Beachtung des jeweils geltenden „Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt“ durchgeführt worden sind.

Zu Nummer 2

Satz 2 Nummer 2 enthält die Vermutungsregel, dass die Baugrundvorerkundung nach dem Stand von Wissenschaft und Technik durchgeführt wurde, wenn sie unter Beachtung des jeweils geltenden „Standard Baugrunderkundung – Mindestanforderungen an die Baugrunderkundung und -untersuchung für Offshore-Windenergieanlagen, Offshore-Stationen und Stromkabel“ durchgeführt worden ist. Dies wird bereits dann vermutet, wenn eine Datenerhebung entsprechend einer Baugrundvorerkundung durchgeführt wurde.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Eignungsprüfung von Flächen. Diese ist neben der Untersuchung der Flächen nach Absatz 1 ein wesentlicher Bestandteil der Voruntersuchung. Durch die Eignungsprüfung werden einige Teilaspekte vorab geprüft und entschieden, die bisher im Planfeststellungsverfahren geprüft wurden. Durch die frühzeitige Prüfung dieser Aspekte wird die Wahrscheinlichkeit signifikant erhöht, dass das nach der Ausschreibung durchzuführende Planfeststellungsverfahren erfolgreich abgeschlossen wird. Damit wird weiter sichergestellt, dass in aller Regel auf den Flächen, die zur Ausschreibung kommen, auch tatsächlich später Windenergieanlagen auf See gebaut werden dürfen. Das verringert das Risiko für die Bieter und führt damit tendenziell zu niedrigeren Geboten in den Ausschreibungen.

Absatz 2 legt auch den Prüfungsumfang für die Eignungsprüfung fest. Eine Fläche ist dann zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 geeignet, wenn zum einen die Kriterien für die Unzulässigkeit der Festlegung einer Fläche im Flächenentwicklungsplan nach § 5 Absatz 2 und zum anderen die bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone nach § 48 Absatz 4 WindSeeG für die Planfeststellung bzw. die bei Flächen im Küstenmeer nach § 6 Absatz 1 BImSchG maßgeblichen Belange nicht entgegenstehen. Bei den für die Planfeststellung nach WindSeeG bzw. Genehmigung nach BImSchG maßgeblichen Belangen erfolgt die Prüfung nur, soweit sie unabhängig von der späteren Ausgestaltung des Vorhabens beurteilt werden können. Falls die für die Voruntersuchung zuständige Stelle eine Beeinträchtigung oder Unvereinbarkeit feststellt, ist die Fläche regelmäßig ungeeignet. Allerdings kann die zuständige Behörde in diesem Fall die Eignung der Fläche gegebenenfalls durch entsprechende Vorgaben herstellen, s. § 12 Absatz 5 Satz 2.

Zu Nummer 1

Nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 ist eine Fläche zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See geeignet, soweit die Kriterien für die Unzulässigkeit der Festlegung einer Fläche im Flächenentwicklungsplan nach § 5 Absatz 2 dem nicht entgegenstehen. Der Prüfungsmaßstab ist also derselbe wie bei der Festlegung einer Fläche im Flächenentwicklungsplan. Allerdings nimmt die zuständige Behörde bei der Eignungsprüfung – anders als bei der strategischen Planung im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans – eine Prüfung der Fläche im Einzelfall vor. Es gilt insoweit der Untersuchungsgrundsatz nach § 24 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG).

Zu Nummer 2

Nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 kann die Voruntersuchung Prüfungen des Planfeststellungsverfahrens nach WindSeeG bzw. des Genehmigungsverfahrens nach BImSchG nur insoweit vorziehen, als dies ohne Kenntnis des konkreten Vorhabens möglich ist. Damit wird einerseits dem Zweck der Eignungsprüfung Rechnung getragen, die Fläche möglichst umfangreich vorab zu untersuchen, um eine ablehnende Entscheidung im Planfeststellungs- oder Genehmigungsverfahren zu vermeiden. Gleichzeitig wird klargestellt, dass die Feststellung der Eignung nur erfolgen kann, soweit das ohne Rücksicht auf die konkrete Ausgestaltung des Vorhabens (Anzahl, Größe und Typ der Anlagen, Art der Fundamente, Verteilung auf der Fläche, etc.) möglich ist.

In der Regel wird bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone eine umfassende Beurteilung der in § 48 Absatz 4 genannten Belange Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung, vorrangige bergrechtliche Aktivitäten, bestehende und geplante Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen sowie bestehende und geplante Standorte von Konverterplattformen oder Umspannanlagen schon bei der Voruntersuchung erfolgen können; hierfür dürfte in den meisten Fällen eine Beurteilung unabhängig von der konkreten Vorhabengestaltung möglich sein.

Dagegen wird eine umfassende Prüfung der Gefährdung der Meeresumwelt erst bei Kenntnis des Vorhabens im späteren Planfeststellungsverfahren erfolgen können, wenn die Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgt ist, die etwa die genaue Anzahl, Höhe, Größe, Fundamentart und die genauen Standorte der einzelnen Windenergieanlagen auf der Fläche berücksichtigen muss.

Nach Absatz 2 Satz 2 werden bei der Eignungsprüfung die Untersuchungsergebnisse und Unterlagen nach Absatz 1 berücksichtigt, aus denen sich Erkenntnisse zu den Kriterien und Belangen ergeben können.

Es ist in keinem Fall Teil der Eignungsprüfung, ob die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der Fläche wirtschaftlich möglich ist. Deshalb wird auch die Vorerkundung des Baugrunds in aller Regel nicht dazu führen, dass eine Fläche ungeeignet ist. Es ist regelmäßig eine bloße Frage der Wirtschaftlichkeit und damit keine Frage der Eignung, ob und wie auf einem schwierigen Baugrund gebaut wird.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 bestimmt die zuständige Behörde die auf der Fläche zu installierende Leistung. Diese Feststellung ist Grundlage dafür, mit welchem Anteil am Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins die Fläche in eine Ausschreibung eingeht. Bei der Feststellung der auf einer Fläche jeweils zu installierenden Leistung muss die zuständige Behörde eine Gesamtschau vornehmen. Sie berücksichtigt insbesondere die nach dem Flächenentwicklungsplan auf der Fläche voraussichtlich zu installierende Leistung als wesentliches Element der Ausbausteuerung. Sie stellt auch das Zusammenspiel mit der für die Anbindung der Fläche vorgesehenen Offshore-Anbindungsleitung, die zu installierende oder schon installierte Leistung auf anderen Flächen (v.a. solcher, die über dieselbe Sammelanbindung angeschlossen werden sollen) und den gleichmäßigen Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See in ihre Erwägungen ein. Zudem berücksichtigt sie den Stand von Wissenschaft und Technik zum Umfang der installierten Leistung auf Flächen auf See. Wesentliche Indikatoren sind insoweit die tatsächlich realisierten Bauvorhaben von Windenergieanlagen auf See zur Zeit der Voruntersuchung der betreffenden Fläche. Dabei beachtet die zuständige Behörde aber auch, dass bis zur tatsächlichen Errichtung von Windenergieanlagen auf See auf der betreffenden Fläche noch Zeit vergehen wird und aufgrund technischer Weiterentwicklungen unter Umständen eine größere Leistung auf derselben Fläche installierbar sein wird. Die Ergebnisse der Baugrundvoruntersuchung und darauf beruhende Wirtschaftlichkeitserwägungen sind dagegen in der Regel irrelevant für die Bestimmung der zu installierenden Leistung.

Zu § 11 (Zuständigkeit für die Voruntersuchung von Flächen)

§ 11 WindSeeG regelt die Zuständigkeit für die Voruntersuchung von Flächen.

Zu Absatz 1

In Absatz 1 wird die Voruntersuchung der BNetzA als gesetzliche Daueraufgabe zugewiesen. Dies gilt wegen des Zusammenhangs der Voruntersuchung mit den Ausschreibungen, die Aufgabe der BNetzA sind, auch für das Küstenmeer.

Nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung lässt die BNetzA die Voruntersuchung vom BSH oder, bei Flächen im Küstenmeer, von einer Landesbehörde im Auftrag wahrnehmen. In der entsprechenden Verwaltungsvereinbarung trifft die BNetzA mit dem BSH oder der Landesbehörde auch eine Vereinbarung zur Erstattung der für die Voruntersuchung erforderlichen Kosten.

Die andere Behörde nimmt dann sämtliche Aufgaben der für die Voruntersuchung zuständigen Stelle im Sinn des WindSeeG wahr, d.h. wenn in den nachfolgenden Bestimmungen die für die Voruntersuchung zuständige Stelle genannt ist, führt praktisch diejenige Behörde, die die BNetzA mit der Wahrnehmung betraut hat, die jeweiligen Tätigkeiten durch.

Die Aufgabenwahrnehmung wird in Einzelfällen oder in gleichartigen Fällen einer anderen Behörde überlassen. Gleichartige Fälle liegen dabei insbesondere bei der Belegenheit von Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone vor, mit einer einzigen Verwaltungsvereinbarung kann also die Voruntersuchung mehrerer oder aller Flächen dort insgesamt auf das BSH übertragen werden. Bei Flächen im Küstenmeer, die voraussichtlich weniger häufig ausgewiesen werden als Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und daher einzeln voruntersucht werden, wird die Wahrnehmung durch eine Landesbehörde in Einzelfällen – eine Voruntersuchung für eine Fläche – die Regel sein. Hier ist auch die Zuständigkeit unterschiedlicher Länder für unterschiedliche Bereiche des Küstenmeers von Nordsee und Ostsee zu berücksichtigen.

Damit für alle Betroffenen ersichtlich ist, wer jeweils zuständige Stelle für die Voruntersuchung einer bestimmten Fläche ist, macht die BNetzA eine Aufgabenwahrnehmung durch eine andere Behörde bekannt.

Zu Absatz 2

Absatz 2 bestimmt, dass die für die Voruntersuchung zuständige Stelle die Flächen im Einvernehmen mit der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt untersuchen muss, soweit die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs in Frage steht. Das Einvernehmen der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt ist dabei beschränkt auf Belange der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs. Es darf nur versagt werden, wenn Beeinträchtigungen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu besorgen sind, die nicht durch Bedingungen oder Auflagen im Planfeststellungsbeschluss nach § 48 WindSeeG bzw. in der Genehmigung nach § 4 Absatz 1 BImSchG verhütet oder ausgeglichen werden können.

Zu § 12 (Verfahren zur Voruntersuchung von Flächen)

§ 12 WindSeeG regelt das Verfahren zur Voruntersuchung der Flächen.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 macht die für die Voruntersuchung zuständige Stelle die Einleitung des Verfahrens bekannt.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt den Anhörungstermin zur Voruntersuchung von Flächen. In dem Termin soll erörtert werden, in welchem Umfang und Detaillierungsgrad Angaben in den Umweltbericht nach § 14g UVPG aufzunehmen sind. Der Anhörungstermin ist zugleich Besprechung im Sinn des § 14f Absatz 4 Satz 2 UVPG.

Der Anhörungstermin zur Voruntersuchung kann gemeinsam mit dem Anhörungstermin zum Flächenentwicklungsplan erfolgen. Dies kann beim Übergang zum zentralen Modell eine Verfahrenserleichterung für die für die Voruntersuchung zuständige Stelle bedeuten, die den reibungslosen Übergang in zeitlicher Hinsicht ermöglicht. Der Termin für die Anhörung zur ersten Voruntersuchung von Flächen kann mit dem Anhörungstermin im Verfahren zur erstmaligen Erstellung des Flächenentwicklungsplans zusammengezogen und so der rechtzeitige Abschluss der ersten Voruntersuchung gesichert werden.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 Satz 1 legt die für die Voruntersuchung zuständige Stelle aufgrund der Ergebnisse des Anhörungstermins einen Untersuchungsrahmen für die Voruntersuchung einer Fläche nach pflichtgemäßem Ermessen fest. Der Untersuchungsrahmen muss so festgelegt werden, dass die Untersuchung eine hinreichende Grundlage für eine Prüfung nach den Maßstäben des § 10 Absatz 2 WindSeeG ist. Für die Festlegung des Untersuchungsrahmens der Strategischen Umweltprüfung einschließlich des Umfangs und Detaillierungsgrads der in den Umweltbericht aufzunehmenden Angaben gelten die Bestimmungen des UVPG. Für die Strategische Umweltprüfung bei der Voruntersuchung gilt auch § 14f Absatz 3 Satz 3 UVPG, die Feststellung der Eignung der Fläche und der zu installierenden Leistung ist im Hinblick auf den Flächenentwicklungsplan ein nachfolgender Plan im Sinn dieser Vorschrift. D.h. es kann gegenüber der Strategischen Umweltprüfung, die für den Flächenentwicklungsplan erfolgt ist, abgeschichtet werden.

Zusätzlich zur Festlegung des Untersuchungsrahmens nach Absatz 3 Satz 1 kann die zuständige Stelle nach Absatz 3 Satz 2 auf Grund der Ergebnisse des Anhörungstermins weitere Untersuchungsgegenstände über die in § 10 Absatz 1 WindSeeG genannten hinaus festlegen. Das gilt aber nur für den Fall, dass ausnahmsweise zusätzlich zu den in § 10 Absatz 1 WindSeeG geregelten Untersuchungsgegenständen weitere zu untersuchen sind, weil zusätzliche Informationen nach § 9 Absatz 1 Nummer 1über die Fläche bereit gestellt werden sollen. Weitere Untersuchungsgegenstände in diesem Sinn müssen dabei andere sein, als die in § 10 Absatz 1 WindSeeG geregelten. Aufgrund von Absatz 3 Satz 2 kann keine vertieftere Prüfung der in § 10 Absatz 1 WindSeeG geregelten Untersuchungsgegenstände erfolgen als dort festgelegt. So wird die Frage der Kampfmittelfreiheit in der Regel keine gesonderten Untersuchungen rechtfertigen, weil die umfassende Untersuchung hierzu, wie oben ausgeführt, im Verantwortungsbereich des Antragstellers liegt.

Zu Absatz 4

Nach Absatz 4 erstellt für die Voruntersuchung zuständige Stelle anschließend die Informationen nach § 10 Absatz 1 WindSeeG unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Anhörungstermin – d.h. auch unter Berücksichtigung ggf. weiterer Untersuchungsgegenstände, die sie nach § 12 Absatz 3 Satz 2 festgelegt hat – prüft die Eignung nach § 10 Absatz 2 WindSeeG und ermittelt die zu installierende Leistung nach § 10 Absatz 3 WindSeeG.

Zu Absatz 5

Absatz 5 regelt die nächsten Verfahrensschritte für den Fall, dass sich die Fläche als geeignet erweist. Die Eignung und die zu installierende Leistung auf dieser Fläche werden dann nach Satz 1 durch Rechtsverordnung festgestellt. Die Rechtsverordnung bildet die Grundlage für die späteren Ausschreibungen durch die BNetzA und entfaltet damit allgemeinverbindliche Wirkung, z. B. gegenüber den Teilnehmern an der Ausschreibung, und gegenüber dem BSH hinsichtlich der Berücksichtigung im späteren Planfeststellungsverfahren, s. § 48 Absatz 4.

Die Eignungsfeststellung kann nach Satz 2 Vorgaben für das spätere Vorhaben beinhalten, wenn die Fläche ohne Einhaltung dieser Vorgaben nicht geeignet wäre, weil dann die Kriterien oder Belange nach § 10 Absatz 2 entgegenstünden. So kann schon in der Eignungsfeststellung eine maximale Anlagenhöhe oder ein maximaler Rotordurchmesser festgelegt werden, wenn die Prüfung ergibt, dass höhere oder größere Anlagen nicht zulässig wären, etwa weil dann Vogelzug über die Fläche beeinträchtigt würde.

Zum Erlass der Verordnung zur Eignungsfeststellung wird nach Satz 3 das BMWi bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und die Landesregierungen bei Flächen im Küstenmeer ermächtigt. Das BMWi kann die Verordnungsermächtigung für Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone an die für die Voruntersuchung zuständige Stelle subdelegieren, also bei Aufgabenwahrnehmung durch das BSH an dieses. Eine Subdelegationsverordnung und auf ihrer Grundlage erlassene Verordnungen einer Bundesoberbehörde bedürfen nicht der Zustimmung des Bundesrates.

Außerdem legt die für die Voruntersuchung zuständige Stelle im Anschluss an die Eignungsfeststellung die Informationen nach § 14l Absatz 2 UVPG zur Einsicht aus. Sie macht Ort und Zeit der Auslegung bekannt.

Zu Absatz 6

In Absatz 6 ist das Verfahren für den Fall geregelt, dass eine Fläche sich als nicht geeignet erweist. Dieses Ergebnis der Eignungsprüfung macht die für die Voruntersuchung zuständige Stelle bekannt und übermittelt es an den

anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber. Für den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber spielt dieses Ergebnis eine wichtige Rolle bei der Beauftragung von Offshore-Anbindungsleitungen nach § 17d Absatz 2 EnWG.

Nach Absatz 6 Satz 3 muss im Fall der Ungeeignetheit der Fläche zusätzlich der Flächenentwicklungsplan angepasst werden. Das ist erforderlich, da die ungeeignete Fläche nicht zur Ausschreibung kommen wird. Diese Lücke in der Planung muss geschlossen werden. Das kann nur unter Berücksichtigung aller relevanten Aspekte und damit im Verfahren zur Anpassung des Flächenentwicklungsplans unter Beteiligung aller relevanten Akteure geschehen.

Zu Absatz 7

Lässt die BNetzA die Voruntersuchung durch eine andere Behörde im Auftrag wahrnehmen, übermittelt diese nach Absatz 7 die Untersuchungsergebnisse und Unterlagen aus der Voruntersuchung sowie die festgestellte zu installierende Leistung unverzüglich im Anschluss an die Bekanntmachung an die BNetzA, sofern die Eignung der Fläche festgestellt wurde. Das ist erforderlich, da die BNetzA mit Hilfe dieser Untersuchungsergebnisse und Unterlagen das Ausschreibungsverfahren auf der voruntersuchten Fläche vorbereiten und sie im erforderlichen Umfang den Bietern zugänglich machen muss.

Zu § 13 (Errichtung und Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen)

§ 13 WindSeeG verweist für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen, die zur Anbindung der als geeignet festgestellten Flächen erforderlich sind, auf die Regelungen in § 17d EnWG (s. näher dort und dessen Begründung). Dort ist u.a. im Einzelnen geregelt, unter welchen Voraussetzungen und wann der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Errichtung der Offshore-Anbindungsleitung beauftragen und bauen muss.

Zu Teil 3 (Ausschreibungen)

Teil 3 enthält die Regelungen zu Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See, sowohl für das Zielmodell, das sog. zentrale Modell, als auch für die Übergangsphase. Das zentrale Modell erfasst Anlagen, die ab dem Jahr 2025 in Betrieb gehen, die Übergangsphase erfasst Anlagen, die in den Jahren 2021 bis einschließlich 2024 in Betrieb gehen sollen.

Sämtliche Regelungen des Teils 3 sind die Spezialvorschriften für Ausschreibungen für Wind auf See, die die allgemeinen Bestimmungen zu Ausschreibungen im EEG 2016 ergänzen. Soweit in Teil 3 nichts Anderes geregelt ist, finden die Vorschriften zu Ausschreibungen des EEG 2016 Anwendung.

Zu Abschnitt 1 (Allgemeine Bestimmungen)

Die allgemeinen Bestimmungen für Ausschreibungen finden sowohl auf Ausschreibungen im zentralen Modell als auch auf die der Übergangsphase Anwendung.

Zu § 14 (Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie)

Zu Absatz 1

Absatz 1 enthält den Grundsatz der wettbewerblichen Bestimmung der Marktprämie, wie er auch im EEG 2016 enthalten ist. Das bedeutet, dass der Zahlungsanspruch künftig im Grundsatz nur noch für den Fall einer erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung besteht. Die erfolgreiche Teilnahme ist regelmäßig mit dem Zuschlag gegeben. Für den Bereich Windenergie auf See stellt Absatz 1 den Geltungszeitraum des Grundsatzes der wettbewerblichen Bestimmung klar: er gilt erst für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden. Für zuvor in Betrieb genommene Anlagen richten sich die EEG-Zahlungen nach vorherigen Fassungen des EEG, entsprechend der Übergangsbestimmungen des EEG 2014 bzw. des § 22 Absatz 2 Nummer 7 EEG 2016.

Absatz 1 stellt zudem klar, was sich schon aus der Begriffsbestimmung von „Windenergieanlagen auf See“ ergibt, nämlich dass der Grundsatz der wettbewerblichen Bestimmung der Marktprämie sowohl in der ausschließlichen Wirtschaftszone als auch im Küstenmeer gilt.

Zu Absatz 2

Abweichend von Absatz 1 können Prototypen von Windenergieanlagen auf See einen Zahlungsanspruch in gesetzlich festgelegter Höhe erhalten. Dies soll die Entwicklung neuer Anlagen erleichtern und so den Forschungs- und Entwicklungsstandort stärken. Prototypen sind in § 3 Nummer 6 WindSeeG legaldefiniert. Um Missbrauch zu verhindern, ist diese Ausnahme auf höchstens 50 MW pro Jahr begrenzt; das Nähere hierzu regelt Teil 5.

Zu § 15 (Allgemeine Ausschreibungsbedingungen)

§ 15 WindSeeG stellt nochmals klar, dass sämtliche Regelungen zu Ausschreibungen im WindSeeG im Zusammenspiel mit dem gesamten EEG 2016 zu betrachten sind. Das EEG 2016 findet immer Anwendung, wenn die Ausschreibungsvorschriften im WindSeeG nichts Abweichendes regeln. Um Wiederholungen zu vermeiden, sind im Folgenden nicht alle Vorschriften des EEG 2016 ausdrücklich zitiert oder wiedergegeben. In Fällen, wo es zur einfacheren Lesbarkeit des WindSeeG beiträgt, wird auf Vorschriften des EEG 2016 ausdrücklich Bezug genommen, sie sind aber auch in anderen Fällen anzuwenden.

Zu Abschnitt 2 (Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen)

Abschnitt 2 enthält das Ausschreibungsdesign für das zentrale Modell. Die Bieter konkurrieren in der Ausschreibung um die Errichtung eines Windparks auf den staatlich voruntersuchten Flächen.

Zu § 16 (Gegenstand der Ausschreibungen)

Ebenso wie im EEG 2016 werden mit der Ausschreibung die Höhe der Förderung und der Anspruchsberechtigte bestimmt. Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See erfolgen flächenbezogen. Dabei findet für jede voruntersuchte Fläche ein eigenes Ausschreibungsverfahren statt, auch wenn in einem Gebotstermin mehrere voruntersuchte Flächen zugleich zur Ausschreibung kommen können. Auch der Zuschlag bezieht sich jeweils auf eine bestimmte voruntersuchte Fläche.

Zu § 17 (Ausschreibungsvolumen)

Um eine Inbetriebnahme von Windenergieanlagen auf den betreffenden Flächen ab dem Jahr 2025 zu ermöglichen, werden die Ausschreibungen nach dem zentralen Modell bereits ab dem Jahr 2020 durchgeführt. Jährlich findet ein Gebotstermin statt, nämlich immer am 1. September. Das Ausschreibungsvolumen beträgt zwischen 600 und 900 MW. Nähere Regelungen zum Ausschreibungsvolumen enthalten die Nummern 1 bis 3.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 darf das Ausschreibungsvolumen im Durchschnitt nicht mehr als 730 MW jährlich betragen. Dies entspricht den Zielen in § 1 WindSeeG und dient einer gleichmäßigen Verteilung des Zubaus, der für die Erreichung des Ziels für 2030 erforderlich ist, s. oben.

Der Betrachtungszeitraum für den Durchschnitt von 730 MW entspricht dem Betrachtungszeitraum des jeweils geltenden Flächenentwicklungsplans. Schon dort ist die Flexibilität angelegt, nicht jedes Jahr exakt 730 MW zur Ausschreibung vorzusehen, im Schnitt aber diesen jährlichen Zubau zu erreichen, s. oben. Diese Flexibilität soll es ermöglichen, z. B. bei der Auffüllung von Leerständen auf Offshore-Anbindungsleitungen sinnvolle Gesamtgrößen zu bilden. Der Flächenzuschnitt wird gerade bei „Restflächen“ nicht exakt eine Summe von 730 MW zu installierende Leistung ergeben.

Zudem kann der Flächenentwicklungsplan für den in § 5 Absatz 4 Satz 3 WindSeeG festgelegten Fall ausnahmsweise den Durchschnitt von 730 MW und die Bandbreite von 600 bis 900 MW erhöhen. In diesen Fällen kann auch die BNetzA im selben Umfang das Ausschreibungsvolumen ausnahmsweise erhöhen, da sie entsprechend den Festlegungen im Flächenentwicklungsplan ausschreibt.

Zu Nummer 2

Nummer 2 legt fest, dass das Ausschreibungsvolumen, das in einem Gebotstermin ausgeschrieben wird, auf mehrere voruntersuchte Flächen verteilt wird, wenn im Flächenentwicklungsplan mehrere Flächen zur Ausschreibung in einem Jahr vorgesehen sind und die auf ihnen voraussichtlich zu installierende Leistung in Summe das Ausschreibungsvolumen bildet.

Zu Nummer 3

Nach Nummer 3 erfolgt die Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf verschiedene Flächen nach Nummer 2 anhand der Festlegungen im Flächenentwicklungsplan und der auf den jeweiligen Flächen nach der Voruntersuchung zu installierenden Leistung.

Zu § 18 (Veränderung des Ausschreibungsvolumens)

In bestimmten Konstellationen muss es der BNetzA möglich sein, das Ausschreibungsvolumen und seine Verteilung auf Flächen zu einem Gebotstermin ausnahmsweise abweichend vom Flächenentwicklungsplan und damit abweichend von den Vorgaben nach § 17 WindSeeG festzulegen. Das ist dann der Fall, wenn sich seit der Festlegung im Flächenentwicklungsplan eine Entwicklung ergeben hat, die berücksichtigt werden sollte, weil andernfalls zu befürchten stünde, dass die Ausbauziele verfehlt werden. Die Absätze 1 und 2 regeln die verschiedenen Konstellationen, in denen dies der Fall ist.

Zu Absatz 1

Absatz 1 betrifft die Konstellation, dass sich seit der Festlegung des Flächenentwicklungsplans unvorhergesehene tatsächliche Entwicklungen ergeben haben. Nummer 1 bis 3 nennt verschiedene denkbare Fälle. Eine Anpassung des Ausschreibungsvolumens muss in diesen Fällen in Abstimmung mit dem BSH erfolgen, da die Anpassung eine Abweichung vom Flächenentwicklungsplan bedeutet, für den das BSH maßgeblich verantwortlich ist.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 kann die BNetzA das Ausschreibungsvolumen anpassen, also verringern oder erhöhen, oder die Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf die Flächen gegenüber dem Flächenentwicklungsplan verändern, wenn die Voruntersuchung der betreffenden Flächen ausnahmsweise nicht rechtzeitig abgeschlossen ist. Wenn sich bei der Voruntersuchung durch die dafür zuständige Stelle Verzögerungen ergeben, die bei Erstellung des Flächenentwicklungsplans nicht vorhersehbar waren, so dass die Geeignetheit der Fläche abweichend von der Planung des Flächenentwicklungsplans noch nicht beurteilt werden kann und wesentliche Informationen den Bietern noch nicht zur Verfügung gestellt werden können, ist eine Ausschreibung auf der Fläche nicht sinnvoll. Die Ausschreibung dieser Flächen kann zu einem späteren Termin erfolgen, wenn die Voruntersuchung abgeschlossen werden konnte. Die BNetzA kann entweder das Ausschreibungsvolumen um den Anteil der Fläche, die noch nicht voruntersucht ist, verringern, oder stattdessen andere Flächen, die schon voruntersucht sind, ausschreiben.

Zu Nummer 2

Wenn sich eine Fläche in der Voruntersuchung als ungeeignet erwiesen hat, soll die Fläche gar nicht zur Ausschreibung kommen, denn eine Errichtung von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche ist damit ausgeschlossen. Der Flächenentwicklungsplan enthält keine Prüfung der Geeignetheit, sie ist der Voruntersuchung vorbehalten. Die BNetzA muss auf das Ergebnis der Voruntersuchung reagieren und abweichend vom Flächenentwicklungsplan von der Ausschreibung ungeeigneter Flächen absehen können. Auch hier hat die BNetzA die Möglichkeit, das Ausschreibungsvolumen um den Anteil der ungeeigneten Fläche zu verringern oder stattdessen andere Flächen, die bereits erfolgreich voruntersucht sind, vorzeitig auszuschreiben.

Zu Nummer 3

Dem Flächenentwicklungsplan liegen immer die voraussichtlichen Entwicklungen zugrunde, die zum Zeitpunkt seiner Erstellung absehbar sind. Bis die Fläche zur Ausschreibung kommt, kann einige Zeit vergehen und es können die Voraussetzungen für den Widerruf eines Zuschlags nach § 60 Absatz 3 WindSeeG oder die für einen Entzug des Netzkapazität nach EnWG a.F. eingetreten sein. Beides bedeutet, dass ein geplanter und vom Flächenentwicklungsplan zugrunde gelegter Zubau von Windenergieanlagen auf See voraussichtlich nicht stattfinden wird, was letztlich zu einem Unterschreiten der Ausbauziele führen kann. Dabei genügt bereits das Vorliegen der Voraussetzungen, da andernfalls das Erreichen der Ausbauziele gefährdet wäre. Der zweite Halbsatz stellt klar, dass die BNetzA das Ausschreibungsvolumen in diesem Fall nur erhöhen darf, wenn und soweit dies zur Erreichung der Ausbauziele erforderlich ist. Sie kann aber natürlich unabhängig davon die Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen anpassen und andere voruntersuchte Flächen vorzeitig zur Ausschreibung bringen.

Satz 2 stellt für alle geschilderten Konstellationen klar, dass eine vom Flächenentwicklungsplan abweichende Auswahl der Flächen, die gegebenenfalls nötig ist, um die Anpassung des Ausschreibungsvolumens zu erreichen,

unter Beachtung der übrigen Festlegungen im Flächenentwicklungsplan erfolgen muss. So ist z. B. die zeitliche Reihenfolge weiter zu beachten, so dass in der Regel die für den nächsten Gebotstermin anstehende Fläche in der Ausschreibung vorgezogen wird, nicht eine Fläche, die nach dem Plan erst deutlich später zur Ausschreibung vorgesehen ist. Nach § 9 Absatz 3 WindSeeG muss die für die Voruntersuchung zuständige Stelle die nach dem Flächenentwicklungsplan für den nächsten Gebotstermin vorgesehenen Flächen parallel schon voruntersucht haben.

Zu Absatz 2

§ 72 WindSeeG erklärt § 83a EEG 2016 auch für die Ausschreibungen bei Windenergie auf See in der Übergangsphase für entsprechend anwendbar.

Ein Zubau auf Grundlage eines eventuellen erfolgreichen Rechtsbehelfs nach § 72 WindSeeG in Verbindung mit § 83a EEG 2016 darf aber nicht zu einer Überschreitung des Ausbaupfades der Windenergie auf See führen. In Anbetracht der üblichen Größe von Projekten im Bereich Windenergie auf See könnte ein Rechtsbehelf sich auf eine installierte Leistung mit Relevanz für den Ausbaupfad beziehen. Nach Absatz 3 muss die BNetzA das Ausschreibungsvolumen daher im Fall eines erfolgreichen Rechtsbehelfs nach § 72 WindSeeG in Verbindung mit § 83a EEG 2016 verringern, und zwar in dem Umfang, in dem nach § 83a EEG 2016 dem erfolgreichen Rechtsbehelfsführer ein Zuschlag erteilt wird. Ist ein solcher Rechtsbehelf zu einem Zuschlagsverfahren der Übergangsphase erfolgreich, erfolgt die dadurch erforderliche Absenkung des Ausschreibungsvolumens erst im zentralen Modell. Denn im zweiten Gebotstermin der Übergangsphase wird über gerichtliche Rechtsbehelfe gegen Zuschläge zum ersten Gebotstermin noch nicht entschieden sein, so dass die Berücksichtigung erst später möglich ist. Rechtsbehelfe gegen Zuschläge zum zweiten Gebotstermin können ohnehin erst im zentralen Modell berücksichtigt werden. Durch Änderungen des Ausschreibungsvolumens im zentralen Modell kann sich immer die Notwendigkeit ergeben, den Flächenentwicklungsplan anzupassen, dies regelt Absatz 4 auch für den Fall eines erfolgreichen Rechtsbehelfs, s. unten.

Die Verringerung des Ausschreibungsvolumens ist über mehrere Gebotstermine im zentralen Modell zu verteilen, wenn andernfalls weniger als 400 MW in einem Gebotstermin zur Ausschreibung kämen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 stellt sicher, dass der Flächenentwicklungsplan nach einer Anpassung des Ausschreibungsvolumens entsprechend angepasst wird. Jede Anpassung des Ausschreibungsvolumens durch die BNetzA bedeutet eine Abweichung vom Flächenentwicklungsplan und hat damit Auswirkungen auf die Festlegungen für Folgejahre. Im Regelfall wird diese Abweichung so relevant sein, dass sie im Flächenentwicklungsplan berücksichtigt werden muss, damit er seiner steuernden Funktion im zentralen Modell in den Folgejahren weiter gerecht werden kann.

Zu § 19 (Bekanntmachung der Ausschreibungen)

Die Bekanntmachung erfolgt nach Satz 1 spätestens sechs Kalendermonate vor dem Ausschreibungstermin. Der Inhalt der Bekanntmachung entspricht teilweise dem § 29 EEG 2016, insoweit wird auf die Begründung dazu verwiesen. Sie enthält darüber hinaus noch Besonderheiten der Ausschreibungen für Wind auf See im zentralen Modell.

Zu Nummer 1

Nummer 1 entspricht § 29 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 EEG 2016 und wird nur zur besseren Lesbarkeit des WindSeeG ausdrücklich aufgegriffen.

Zu Nummer 2

Nummer 2 entspricht § 29 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 und wird nur zur besseren Lesbarkeit des WindSeeG ausdrücklich aufgegriffen.

Zu Nummer 3

Nach Nummer 3 sind die jeweiligen Flächen mit ihrer genauen Bezeichnung bekanntzumachen, damit potentielle Bieter genau wissen, für welche Fläche die Ausschreibung stattfindet. Den Flächenbezug gibt es bei Ausschreibungen für andere Technologien nicht, deswegen findet diese Nummer keine Entsprechung im EEG 2016.

Zu Nummer 4

Die Bekanntmachung muss nach Nummer 4 außerdem die Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf verschiedene Flächen enthalten, soweit mehr als eine Fläche zur Ausschreibung kommt.

Zu Nummer 5

Ebenso ist es für die Bieter wichtig zu wissen, über welche Offshore-Anbindungsleitungen Windenergieanlagen auf See, die auf den ausgeschriebenen Flächen errichtet werden, an das Netz angeschlossen werden sollen und die entsprechenden technischen Spezifikationen und ggf. die zeitliche und mengenmäßige Nutzung durch weitere Windleistung zu kennen, die über die Anbindungsleitung abgeführt werden soll. Sie werden daher nach Nummer 5 ebenfalls bekannt gemacht, einschließlich des Jahres, in dem die Offshore-Anbindungsleitungen nach Flächenentwicklungsplan in Betrieb genommen werden sollen.

Zu Nummer 6

Die Bekanntgabe enthält nach Nummer 6 auch das Jahr, in dem frühestens die Zahlung der Marktprämie beginnt. Dies ist letztlich das Jahr, in dem Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche planmäßig in Betrieb gehen sollen. Es ergibt sich aus dem Flächenentwicklungsplan, der nach § 5 Absatz 1 Nummer 4 WindSeeG auch Festlegungen zu dem Kalenderjahr enthält, in denen die bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die zugehörige Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen. Das hindert einen bezuschlagten Windpark später nicht daran, tatsächlich früher in Betrieb zu gehen, er erhält dann aber noch keine Marktprämie ab Inbetriebnahme, sondern erst ab dem bekannt gemachten Jahr, s. § 24 Absatz 1 Nummer 2 WindSeeG.

Zu Nummer 7

Die bei der Voruntersuchung der Flächen durch das BSH erstellten Unterlagen werden nach Nummer 7 mit der Bekanntmachung allen potentiellen Bietern zur Verfügung gestellt.

Zu Nummer 8

Nummer 8 entspricht § 29 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2016, verweist aber auf den für Windenergie auf See im WindSeeG spezifisch geregelten Höchstwert.

Zu Nummer 9

Um die Wettbewerbssituation auf der Fläche transparent zu machen, wird nach Nummer 9 bekannt gemacht, ob für die ausgeschriebene Fläche die Voraussetzungen für ein Eintrittsrecht für Inhaber eines bestehenden Projekts vorliegen (soweit die Voraussetzungen bei Bekanntmachung der Ausschreibung schon erfüllt sein müssen; ob die Voraussetzung nach § 40 Absatz 1 Nummer 6 WindSeeG erfüllt ist, steht erst nach dem Gebotstermin fest). Zum Eintrittsrecht im Einzelnen s. unten zu §§ 39 ff. WindSeeG.

Zu Nummer 10

Nummer 10 entspricht § 29 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2016 und wird nur zur besseren Lesbarkeit des WindSeeG ausdrücklich aufgegriffen.

Zu Nummer 11

Nummer 11 entspricht § 29 Absatz 1 Nummer 5 EEG 2016 und wird nur zur besseren Lesbarkeit des WindSeeG ausdrücklich aufgegriffen.

Zu Nummer 12

Durch das Erfordernis nach Nummer 12 wird sichergestellt, dass die Bieter bereits über das Erfordernis der Verpflichtungserklärung informiert sind, bevor sie ein Gebot in einer Ausschreibung des zentralen Modells abgeben. Ein entsprechender Hinweis ist an sich nicht notwendig, da sich die Verpflichtung ohnehin aus der gesetzlichen Regelung ergibt und davon auszugehen ist, dass die Bieter bei Gebotsabgabe die gesetzliche Regelung kennen. Dennoch soll aus Gründen der Klarheit darauf ausdrücklich hingewiesen werden.

Zu § 20 (Anforderungen an Gebote)

§ 20 WindSeeG ergänzt § 30 EEG 2016 um einige Besonderheiten bei Ausschreibungen für Wind auf See.

Zu Absatz 1

Gebote zu Ausschreibungen für Wind auf See müssen immer den folgenden zusätzlichen Anforderungen genügen:

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 muss der Bieter mit Abgabe seines Gebots das Einverständnis zur Nutzung von Daten durch das BSH und die BNetzA nach § 67 WindSeeG erklären.

Zu Nummer 2

Die Gebotsmenge eines Gebots muss nach Nummer 2 dem Anteil des Ausschreibungsvolumens für die Fläche entsprechen, für die das Gebot abgegeben wird. D.h. ein Bieter darf nicht mit einer geringeren Gebotsmenge nur für einen Teil der Fläche bieten. Die Fläche soll insgesamt mit einem Projekt mit der installierten Leistung bebaut werden, die den Planungen des Flächenentwicklungsplans für den Gesamtausbau zugrunde liegt. Ein Bieter darf auch keine Gebotsmenge bieten, die über dem für die Fläche ausgeschriebenen Anteil des Ausschreibungsvolumens liegt, da auch insoweit vom Gesamtgerüst des Flächenentwicklungsplans nicht abgewichen werden darf.

Hiervon zu trennen ist die Frage, mit welcher installierten Leistung Windenergieanlagen tatsächlich auf der Fläche errichtet und betrieben werden dürfen. Das richtet sich nach dem Zulassungsrecht nach Teil 4. Auch wenn danach eine über die ausgeschriebene Leistung hinausgehende Leistung installiert werden darf, besteht der Zuschlag nur für die Gebotsmenge. Nur insoweit besteht ein Anspruch auf EEG-Zahlung. Sollten weitere Windenergieanlagen genehmigungsrechtlich errichtet werden dürfen, besteht für die auf die zusätzlich installierte Leistung entfallende Stromerzeugung jedenfalls kein Anspruch auf EEG-Zahlung, s. § 24 Absatz 1 Nummer 2 WindSeeG. Ebenso wenig ist der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den zusätzlich generierten Strom abzutransportieren, s. § 24 Absatz 1 Nummer 3 WindSeeG.

Zu Absatz 2

Absatz 2 ist wiederum eine Ergänzung zum EEG 2016, die der Besonderheit bei Windenergie auf See geschuldet ist, dass die Ausschreibung flächenbezogen erfolgt. Im Gebot muss daher die Fläche bezeichnet werden, für die das Gebot abgegeben wird, wenn in dem Gebotstermin mehrere Flächen zur Ausschreibung kommen. Will derselbe Bieter für verschiedene ausgeschriebene Flächen bieten, muss er pro Fläche ein separates Gebot abgeben.

Zu § 21 (Sicherheit)

Für die Sicherheit ist § 31 EEG 2016 anzuwenden. § 21 WindSeeG legt ergänzend nur die Höhe der Sicherheit fest, die im EEG 2016 für die übrigen Technologien spezifisch geregelt ist.

Zu § 22 (Höchstwert)

§ 22 WindSeeG bestimmt den Höchstwert für Ausschreibungen im zentralen Modell. Er entspricht dem niedrigsten Gebotswert des Gebots, das im zweiten Gebotstermin in der Übergangsphase einen Zuschlag erhalten hat, und berücksichtigt damit schon die Preisbildung durch Wettbewerb. Er kann damit höchstens den Höchstwert nach § 33 WindSeeG von 12 Cent/kWh der Übergangsphase betragen.

Der Höchstwert kann darüber hinaus nach Absatz 2 durch eine Festlegung der BNetzA angepasst werden, wenn sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert unter Berücksichtigung der Ziele und Grundsätze nach den §§ 1 und 2 EEG 2016 zu hoch oder zu niedrig ist. Die Anpassung muss bestehende wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie den zu erwartenden technologischen Fortschritt berücksichtigen, darf aber maximal 10 Prozent von dem aktuellen Höchstwert abweichen.

Ebenso wie bei der entsprechenden Festlegungskompetenz der BNetzA zum Höchstwert für Solaranlagen und Wind an Land nach § 85a EEG 2016 soll auch bei Wind auf See der Höchstwert gesenkt werden, wenn die durchschnittlichen Erzeugungskosten deutlich unter dem Höchstwert liegen. Der Höchstwert kann erhöht werden, wenn in den letzten drei Ausschreibungen mit den zulässigen Geboten das Ausschreibungsvolumen nicht gedeckt werden konnte und die durchschnittlichen Erzeugungskosten über dem Höchstwert liegen.

Zu § 23 (Zuschlagsverfahren; anzulegender Wert)

Zu Absatz 1

§ 23 Absatz 1 WindSeeG regelt das Zuschlagsverfahren. Den Zuschlag erhält das Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert. Da die Gebotsmenge dem Anteil des Ausschreibungsvolumens auf der ausgeschriebenen Fläche entsprechen muss, gibt es nur einen Zuschlag pro ausgeschriebener Fläche, eine Reihung von Geboten anhand der Gebotsmenge o.ä. ist nicht erforderlich (anders ist dies in der Übergangsphase, s. § 34 WindSeeG). Der Zuschlag ergeht einmal unter dem Vorbehalt des Widerrufs nach § 60 Absatz 3 WindSeeG, also für den Fall, dass der bezuschlagte Bieter später gegen bestimmte Realisierungsfristen verstößt. Zum anderen ergeht er auch unter dem Vorbehalt, dass ein Eintrittsrecht auf der Fläche wirksam ausgeübt wird und der Zuschlag auf den Eintrittsberechtigten übergeht, s. unten zu §§ 39 ff. WindSeeG.

Zu Absatz 2

Absatz 2 stellt klar, dass der Gebotswert des bezuschlagten Gebots der anzulegende Wert ist, der für die Höhe der Marktprämienzahlungen nach EEG 2016 maßgeblich ist.

Zu § 24 (Rechtsfolgen des Zuschlags)

§ 24 WindSeeG benennt die Rechtsfolgen des Zuschlags.

Zu Absatz 1

In Absatz 1 zeigt sich die Besonderheit der Ausschreibungen für Windenergie auf See im zentralen Modell: Der bezuschlagte Bieter erhält das Recht, auf der Fläche ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen, den Anspruch auf die Marktprämie nach EEG 2016 (unter den übrigen Voraussetzungen), den Anspruch auf Anschluss an diejenige Offshore-Anbindungsleitung, die der Flächenentwicklungsplan für die Fläche vorsieht, und zugewiesene Netzanbindungskapazität auf dieser Offshore-Anbindungsleitung im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge. All diese Komponenten gehören zusammen, sie können nicht aufgeteilt werden.

§ 24 Absatz 1 WindSeeG gewährt keine Rechte oder Ansprüche, die unabhängig vom konkreten Inhalt des Zuschlags bestünden. Vielmehr bestehen die Rechte und Ansprüche nur, wenn und soweit ein Bieter in einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten hat. Der Zuschlag konkretisiert die Rechte und die Ansprüche in Bezug auf die Person (bezuschlagter Bieter), den Gegenstand (Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der bezuschlagten Fläche) und den Umfang (bezuschlagte Gebotsmenge und bezuschlagter Gebotswert).

Zu Nummer 1

Das Recht zur Durchführung des Planfeststellungsverfahrens zur Errichtung eines Windparks auf der Fläche ist nach Nummer 1 ausschließlich. Nur wer erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen und einen Zuschlag erhalten hat, darf sein Projekt auf der Fläche realisieren und dafür ein Planfeststellungsverfahren durchführen. Alle anderen Bieter sind schon nicht berechtigt, ein entsprechendes Verfahren anzustrengen. Der bezuschlagte Bieter darf dazu die Informationen und Unterlagen nach § 10 Absatz 1 WindSeeG aus der Voruntersuchung nutzen. Dies sind Unterlagen, die bisher jeder Projektentwickler selbst erstellen musste und die im zentralen Modell vom BSH zur Verfügung gestellt werden. Das Planfeststellungsverfahren soll so vereinfacht und beschleunigt werden.

Im zweiten Halbsatz von Nummer 1 wird klargestellt, dass die Informationen aus der Voruntersuchung nach § 10 Absatz 1 WindSeeG und die in der Voruntersuchung erfolgte Eignungsfeststellung nach § 12 Absatz 5 WindSeeG in dem nach Zuschlag durchzuführenden Planfeststellungsverfahren dem bezuschlagten Bieter zugute kommen: er nutzt die Informationen für die Antragsstellung, die Eignungsfeststellung wirkt sich auf die Prüfung der Zulässigkeit des Vorhabens aus, s. § 48 Absatz 4 WindSeeG. Damit wird der Zusammenhang der Informationen und der Eignungsfeststellung mit dem Planfeststellungsverfahren aufgegriffen und so die Voruntersuchung individualisiert und dem bezuschlagten Bieter zugerechnet.

Das Recht zur Durchführung des Planfeststellungsverfahrens besteht ab der Zuschlagserteilung. Das Planfeststellungsverfahren richtet sich nach Teil 4. Verläuft es nicht erfolgreich, entfällt der Zuschlag, s. § 64 Absatz 2 Nummer 1 WindSeeG.

Zu Nummer 2

Der bezuschlagte Bieter ist außerdem nach Nummer 2 Anspruchsberechtigter für die Marktprämie. Darüber hinaus müssen sämtliche anderen Voraussetzungen für den Anspruch nach § 19 EEG 2016 erfüllt sein. So bestimmt sich beispielsweise die Dauer des Anspruchs nach dem EEG 2016. Der Zuschlag nach dem WindSeeG ersetzt lediglich die Anspruchsvoraussetzung nach § 22 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 des EEG 2016.

Allerdings stellt Nummer 2 ergänzend klar, dass der Anspruch nur für Strom aus Windenergieanlagen auf See im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge auf der bezuschlagten Fläche besteht. Das bedeutet, dass der bezuschlagte Bieter auf der Fläche mehr Windenergieanlagen auf See bauen kann als nach der Gebotsmenge vorgesehen (soweit dies der spätere Planfeststellungsbeschluss zulässt). Für den Strom aus diesen zusätzlichen Windenergieanlagen auf See besteht aber kein Anspruch auf die Marktprämie.

Zudem wird in Nummer 2 für den Beginn des Anspruchs auf die Marktprämie geregelt, dass sich das Jahr, in dem die Marktprämie frühestens beansprucht werden kann, aus dem Flächenentwicklungsplan und der entsprechenden Bekanntmachung ergibt. Der Flächenentwicklungsplan gibt das Jahr der Inbetriebnahme für die jeweiligen Windenergieanlagen auf See vor. Diese Regelung ist wichtig, damit der Flächenentwicklungsplan seine Funktion der Ausbausteuerung erfüllen kann.

Das hindert einen bezuschlagten Windpark nicht daran, tatsächlich früher in Betrieb zu gehen, er erhält dann aber noch keine Marktprämie ab Inbetriebnahme, sondern erst ab dem bekannt gemachten Jahr.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Die Regelung in Nummer 3 Buchstabe a stellt klar, dass der bezuschlagte Bieter einen Anspruch auf Anschluss seines Windparks an die Offshore-Anbindungsleitung hat, die zur Anbindung der ausgeschriebenen Fläche im Flächenentwicklungsplan vorgesehen ist. Der Anschluss, das heißt die physische Verbindung der elektrischen Anlagen des Windparks mit den elektrischen Anlagen der Offshore-Anbindungsleitung, ist Voraussetzung dafür, dass der bezuschlagte Bieter die zugewiesene Netzanbindungskapazität (Buchstabe b) tatsächlich nutzen kann. Hinsichtlich der technischen Bedingungen findet § 19 EnWG Anwendung.

Zu Buchstabe b

Mit dem Zuschlag erhält der bezuschlagte Bieter nach Nummer 3 Buchstabe b im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge die Netzanbindungskapazität auf der Offshore-Anbindungsleitung, die zur Anbindung der ausgeschriebenen Fläche im Flächenentwicklungsplan vorgesehen ist. Dies kann entweder freie Kapazität auf einer bereits vorhandenen oder schon im Bau befindlichen Leitung sein, oder Kapazität auf einer Leitung, deren Errichtung im Flächenentwicklungsplan vorgesehen ist. Die zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der Offshore-Anbindungsleitung, die der bezuschlagte Bieter erhält, entspricht dem Anteil des Ausschreibungsvolumens für die bezuschlagte Fläche, also der Gebotsmenge. Ermöglicht die später durch den bezuschlagten Bieter tatsächlich installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See eine höhere Einspeisung, so ist jede überschießende Einspeisung nicht mehr von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität umfasst und unzulässig.

Die Netzanbindungskapazität steht dem Bieter nur zu, wenn das Planfeststellungsverfahren für sein Projekt erfolgreich verläuft. Andernfalls wird der Zuschlag widerrufen und alle seine Rechtsfolgen entfallen, s. § 64 Absatz 2 Nummer 1 WindSeeG, auch die Kapazität. Der Bieter kann nicht diese Rechtsfolge des Zuschlags einzeln für sich beanspruchen und etwa die zugewiesene Netzanbindungskapazität für ein anderes Projekt nutzen; dazu müsste er mit diesem anderen Projekt erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben. Dies gilt auch in jedem anderen Fall der Unwirksamkeit des Zuschlags.

Die zugewiesene Netzanbindungskapazität besteht nur, solange der Anspruch auf Marktprämie besteht, s. Absatz 2 und § 64 Absatz 1 Nummer 2 WindSeeG.

Ebenso wie bei Erneuerbare-Energien-Anlagen an Land genießt der bezuschlagte Bieter hinsichtlich des landseitigen Netzes Einspeisevorrang im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge, und zwar ab dem Zeitpunkt des Eintritts des verbindlichen Fertigstellungstermins nach § 17d Absatz 3 EnWG und – im Hinblick auf die dann entfallende Netzanbindungskapazität – bis zum Zeitpunkt des Erlöschens des Anspruchs auf Marktprämie.

Zu Absatz 2

Satz 1 regelt ergänzend, dass insbesondere die Rechte und Ansprüche nach Absatz 1 zeitlich befristet, nämlich nur für die Dauer des Zahlungsanspruchs nach dem EEG 2016 (20 Jahre), gewährt werden. Für die Zeit danach werden durch den Zuschlag keinerlei Rechte oder Ansprüche begründet. Satz 2 stellt in diesem Zusammenhang noch einmal klar, dass die Fläche erneut für die Nutzung zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See ausgeschrieben werden kann, s. § 8 Absatz 3 WindSeeG. Die Möglichkeit, die Fläche nicht erneut für die Stromerzeugung aus Windenergie auf See zu nutzen, ergibt sich ebenfalls aus § 8 Absatz 3 WindSeeG. Eine andere Art der Nachnutzung müsste gegebenenfalls gesetzlich geregelt werden.

Absatz 2 muss in der Zusammenschau mit § 8 Absatz 3, § 48 Absatz 7 und § 66 WindSeeG gesehen werden, die gemeinsam sicherstellen, dass nach Ablauf der Förderdauer eine erneute Ausschreibung für die Fläche oder eine sonstige Nachnutzung der Fläche vorgesehen werden kann, ohne dass der bezuschlagte Bieter irgendeine Entschädigung beanspruchen kann. Dadurch wird verhindert, dass Anlagenbetreiber Vertrauensschutz hinsichtlich der Zeit nach dem Ende des Zahlungsanspruchs nach dem EEG 2016 entwickeln können. Ein künftiger Gesetzgeber soll die weitere Nutzung der ausschließlichen Wirtschaftszone dann ohne Vorbindungen neu planen können.

Zu § 25 (Erstattung von Sicherheiten an Bieter ohne Zuschlag)

§ 25 WindSeeG regelt die Erstattung von Sicherheiten an Bieter, die bei der Ausschreibung im zentralen Modell keinen Zuschlag erhalten haben, entsprechend § 55a Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016. Für Ausschreibungen in der Übergangsphase trifft § 38 WindSeeG dieselbe Regelung.

Im Fall der Rücknahme des Gebotes nach § 30a Absatz 3 EEG 2016 ist für die Erstattung von Sicherheiten § 55a Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 im zentralen Modell und der Übergangsphase anwendbar, da das WindSeeG hierfür keine spezielle Regelung enthält.

Die Erstattung von Sicherheiten für bezuschlagte Bieter entsprechend § 55a Absatz 1 Nummer 3 EEG 2016 findet sich für das WindSeeG speziell in § 65 WindSeeG zur Erstattung von Sicherheiten bei Realisierung oder Erfüllung von Pönalen.

Zu Abschnitt 3 (Ausschreibungen für bestehende Projekte)

Abschnitt 3 regelt, wie in der Übergangsphase hin zum zentralen Modell die Ausschreibung für bestehende Projekte verläuft.

Zu § 26 (Ausschreibungen für bestehende Projekte)

§ 26 WindSeeG legt die zeitliche Geltung der Übergangsphase und die Gebotstermine fest und definiert bestehende Projekte.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 gilt die Übergangsphase für Inbetriebnahmen von Windenergieanlagen auf See ab dem Jahr 2021 aufgrund von Ausschreibungen im Jahr 2017, bis dann im Jahr 2025 die Inbetriebnahmen nach dem zentralen Modell einsetzen. Die Höhe der anzulegenden Werte und die Anspruchsberechtigten für die Marktprämie werden in zwei Gebotsterminen ermittelt, zum 1. März 2017 und zum 1. Dezember 2017. Teilnehmen können nur bestehende Projekte.

Zu Absatz 2

Bestehende Projekte, denen die Teilnahme an den beiden Ausschreibungen in der Übergangsphase möglich ist, sind solche Projekte in der Nordsee und in der Ostsee, die zum Datum des Regierungsentwurfs eine bestimmte Planungsreife erreicht haben und die im Fall eines Vorhabens in der ausschließlichen Wirtschaftszone zusätzlich in bestimmten Clustern liegen. Beide Voraussetzungen müssen im Fall von Vorhaben in der ausschleißlichen Wirtschaftszone kumulativ vorliegen.

Zu Nummer 1

Nummer 1 nennt den Planungsstand, den ein Projekt erreicht haben muss, um als bestehendes Projekt zu gelten.

Zu Buchstabe a

Nach Buchstabe a sind das Projekte in der ausschließlichen Wirtschaftszone, die vor dem 8. Juni 2016 über einen Planfeststellungsbeschluss oder eine Genehmigung nach der Seeanlagenverordnung a.F. verfügen.

Zu Buchstabe b

Nach Buchstabe b sind es Projekte im Küstenmeer, die zu diesem Datum über eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) verfügen.

Zu Buchstabe c

Nach Buchstabe c sind es Projekte, für die vor diesem Datum ein Erörterungstermin durchgeführt worden ist. Das kann sowohl bei Projekten mit einem Planfeststellungs- bzw. Genehmigungsverfahren nach Seeanlagenverordnung a.F. in der ausschließlichen Wirtschaftszone als auch bei solchen mit einem Genehmigungsverfahren nach BImSchG im Küstenmeer der Fall sein. Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See unterliegt in beiden Konstellationen einer Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung, das UVPG sieht einen Erörterungstermin vor.

Diejenigen Vorhabenträger, für deren Vorhaben noch kein Erörterungstermin durchgeführt worden ist, können an den Ausschreibungen der Übergangsphase nicht teilnehmen. Ihr Interesse hat sich mangels der Erreichung von belastbaren Verfahrensschritten nicht in dem erforderlichen Maße verdichtet.

Maßgeblich für den genauen Zuschnitt des bestehenden Projekts ist die Planfeststellung oder Genehmigung zum Stichtag. Er wurde bewusst gewählt, um eine zeitnahe, konkrete Festlegung der teilnahmeberechtigten Projekte in der Übergangsphase zu erreichen. Die nachträgliche Zusammenlegung oder Aufteilung von Genehmigungen ist für die Ausschreibungsteilnahme unbeachtlich. Sie kann ggf. für die weitere Umsetzung bezuschlagter Projekte in der Fortführung des Planfeststellungs- oder Genehmigungsverfahrens nach der Zuschlagserteilung erfolgen.

Zu Nummer 2

Nummer 2 führt aus, wo ein Projekt im Falle von Vorhaben in der ausschließlichen Wirtschaftszone liegen muss, um als bestehendes Projekt eingeordnet zu werden (zusätzliches Kriterium des Planungsstands in Nummer 1). Für Projekte im Küstenmeer spielt Nummer 2 keine Rolle. In der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee werden nur Projekte als bestehend erfasst, die in den Zonen 1 und 2 liegen. Das Potential dieser beiden Zonen reicht bereits aus, um das Ziel nach § 4 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 zu erreichen. Deshalb werden nur Zone 1 und Zone 2 in die Übergangsphase einbezogen. Auch nach der bisherigen Rechtslage werden zunächst Windenergieanlagen auf See in den küstennäheren Zonen 1 und 2 an das Stromnetz an Land angebunden. Dies folgt aus § 17b Absatz 2 Satz 3 EnWG a.F. Danach werden zulässige Kriterien für die Aufstellung der zeitlichen Reihenfolge der Umsetzung der Netzanbindungsmaßnahmen benannt. Diese sind die räumliche Entfernung zur Küste, die effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität, die geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte sowie der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Windenergieanlagen auf See.

Im Offshore-Netzentwicklungsplan werden diese Kriterien konsequent umgesetzt. Insbesondere aus dem Kriterium der Küstennähe folgt, dass zunächst Windenergieanlagen auf See in den Zonen 1 und 2 angebunden werden sollen. Erst später können Windenergieanlagen auf See in küstenferneren Zonen angebunden werden.

Der zuletzt bestätigte Offshore-Netzentwicklungsplan 2024[25)] enthält vor diesem Hintergrund bis zum Jahr 2024 nur Maßnahmen zur Anbindung von Windenergieanlagen auf See in Zone 1 in der Nordsee und in der Ostsee.

Die Definition der bestehenden Projekte ist maßgeblicher Teil der Gestaltung der Übergangsphase und damit der Umstellung der EEG-Förderung auf Ausschreibungen im Bereich Windenergie auf See.

Zu Buchstabe a

Projekte in der Nordsee müssen nach Buchstabe a in einem der Cluster 1 bis 8 des Bundesfachplans Offshore für die Nordsee liegen.

---

25) Amtlicher Hinweis: Zieljahr, abrufbar unter http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2024/archiv/de.html#doc652050bodyText2

Zu Buchstabe b

Projekte in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee müssen nach Buchstabe b in einem der Cluster 1 bis 3 des Bundesfachplans Offshore für die Ostsee liegen.

Das BSH wird voraussichtlich zeitnah nach Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens auf seiner Internetseite eine Liste derjenigen Vorhaben veröffentlichen, die über einen Planfeststellungsbeschluss oder eine Genehmigung nach § 5 oder § 17 der Seeanlagenverordnung a.F. bzw. nach § 4 Absatz 1 BImSchG verfügen bzw. bei denen ein Erörterungstermin nach § 73 Absatz 6 des Verwaltungsverfahrensgesetzes durchgeführt worden ist und die zudem im Falle von Vorhaben der ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee in einem der Cluster 1 bis 8 des Bundesfachplan Offshore bzw. in der Ostsee in einem der Cluster 1 bis 3 des Bundesfachplan Offshore liegen. Das erhöht für die Vorhaben die Klarheit, ob sie die Voraussetzungen erfüllen, und die Wettbewerbssituation für die Übergangsphase kann von allen Beteiligten besser abgeschätzt werden.

Zu § 27 (Ausschreibungsvolumen)

Zu Absatz 1

Das Ausschreibungsvolumen beträgt nach Absatz 1 1.460 MW pro Gebotstermin, also 2.920 MW für die beiden Gebotstermine der Übergangsphase insgesamt. Aufgrund der bereits erfolgten Kapazitätszuweisungen ist nach derzeitigem Kenntnisstand davon auszugehen, dass das Ziel von 6.500 MW in 2020 überschritten wird und Ende 2020 eine installierte Leistung von 7.700 MW erreicht sein wird. Der Zubau von weiteren 7.300 MW zur Einhaltung des Ausbauziels von 15 GW Ende 2030 wird gleichmäßig auf die zehn Jahre von 2021 bis 2030 verteilt. Dies ergibt einen jährlichen Zubau von 730 MW. Damit wird die zu erwartende Überschreitung des Ziels von 6.500 MW im Jahr 2020 gleitend bis 2030 zurückgeführt. In der Übergangsphase erfolgt die Ausschreibung des Zubaus für vier Jahre (viermal 730 MW) in zwei Terminen, pro Termin wird also die Zubaumenge für zwei Jahre ausgeschrieben.

Zu Absatz 2

Werden im ersten Gebotstermin weniger als 1.460 MW bezuschlagt – im Zuschlagverfahren nach § 34 ist dies möglich, weil für das Gebot, das die Zuschlagsgrenzen überschreitet, kein Zuschlag mehr erteilt wird –, erhöht sich nach Absatz 2 das Ausschreibungsvolumen im zweiten Gebotstermin entsprechend.

Zu § 28 (Planung der Offshore-Anbindungsleitungen)

§ 28 WindSeeG verweist für die Planung der Offshore-Anbindungsleitungen, die die in der Übergangsphase für einen Zuschlag in Betracht kommenden Cluster erschließen, auf den Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c EnWG (s. näher dort und deren Begründungen).

In den Jahren 2021 bis 2024 werden Offshore-Anbindungsleitungen voraussichtlich fertiggestellt, auf denen dann für die bestehenden Projekte, die erfolgreich an einer Ausschreibung in der Übergangsphase teilnehmen, Kapazität zur Verfügung steht. Welche Offshore-Anbindungsleitungen dies wann sind und wieviel Kapazität auf ihnen jeweils zur Verfügung steht, ergibt sich aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan. Es wird entsprechend für jede Ausschreibung bekannt gemacht, s. § 29 Nummer 4 WindSeeG. Die wirksamen Maßnahmen zum Ausbau der Leitungen enthält ausschließlich der Offshore-Netzentwicklungsplan.

Zu § 29 (Bekanntmachung der Ausschreibungen)

In der Übergangsphase erfolgt die Bekanntmachung spätestens acht Kalenderwochen vor den beiden Gebotsterminen. Da in der Übergangsphase die Ausschreibung noch nicht flächenbezogen erfolgt und damit die Projektentwickler bestehender Projekte bereits selbst über alle Daten verfügen, ist weniger Vorlauf nötig als im zentralen Modell.

Der Inhalt der Bekanntmachung entspricht wiederum teilweise dem § 29 EEG 2016, insoweit wird auf die Begründung dazu verwiesen. Sie enthält darüber hinaus noch Besonderheiten der Ausschreibungen für Wind auf See.

Zu Nummer 1

Nummer 1 entspricht § 29 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016.

Zu Nummer 2

Nummer 2 entspricht § 29 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016.

Zu Nummer 3

Nummer 3 entspricht § 29 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2016.

Zu Nummer 4

Nach Nummer 4 enthält die Bekanntmachung für Ausschreibungen in der Übergangsphase die Kapazität auf den Offshore-Anbindungsleitungen, die für eine Anbindung der bestehenden Projekte in Betracht kommen. Betrachtet werden nur die Cluster, in denen bestehende Projekte liegen.

Ziel ist es grundsätzlich, die verfügbaren Anbindungskapazitäten möglichst vollständig in das Ausschreibungsverfahren einzubeziehen. Dies gilt auch für kleinere Anbindungskapazitäten, die auf vorhandenen Anbindungsleitungen noch frei sind. Allerdings kommen Kapazitäten dann nicht für eine Anbindung der bestehenden Projekte in Betracht, wenn dies aus technischen, rechtlichen oder wirtschaftlichen Gründen unmöglich oder unverhältnismäßig schwer ist. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn keine freien Schaltfelder für weitere Kabel zwischen Konverterstation und Umspannanlage des Windparks zur Verfügung stehen, eine Verlegung weiterer Kabel zulassungsrechtlich ausgeschlossen oder problematisch erscheint oder für die Verlegung weiterer Kabel unverhältnismäßig hohe Kosten entstünden. Es obliegt der BNetzA in Abstimmung mit dem BSH zu beurteilen, welche Kapazitäten für eine Anbindung bestehender Projekte in Betracht kommen.

Zu Buchstabe a

Grundsätzlich kommen Kapazitäten auf Offshore-Anbindungsleitungen in Betracht, die zum Zeitpunkt der Bekanntmachung bereits vorhanden sind, solche, die zu diesem Zeitpunkt im Bau sind, und solche, die nach den Festlegungen des bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplans für eine Fertigstellung in der Übergangsphase vorgesehen sind.

Zu Buchstabe b

Nach Buchstabe b ist die auf diesen Anbindungsleitungen bereits belegte Kapazität abzuziehen:

Zu Doppelbuchstabe aa

Bereits im Betrieb befindliche Windenergieanlagen auf See belegen Kapazität.

Zu Doppelbuchstabe bb

In Fällen, in denen eine unbedingte Netzanbindungszusage für die Anbindungsleitung besteht, ist die entsprechende Kapazität ebenfalls als belegt abzuziehen.

Zu Doppelbuchstabe cc

Gleiches gilt in Fällen, in denen eine Kapazitätszuweisung nach EnWG vorliegt.

Zu Doppelbuchstabe dd

Im zweiten Gebotstermin muss auch die Kapazität als bereits belegt berücksichtigt werden, die durch Zuschläge in ersten Gebotstermin der Übergangsphase zugewiesen wurde.

Zu Nummer 5

Nach Nummer 5 muss zusätzlich zu Nummer 4 angeben werden, wo clusterübergreifende Netzanbindungen sowohl im Bundesfachplan Offshore als auch im Offshore-Netzentwicklungsplan ausnahmsweise vorgesehen sind und in welchem Umfang dadurch Kapazität für ein Cluster besteht, der so über die Anbindungsleitung eines anderen Clusters angeschlossen werden kann.

Zu Nummer 6

Für noch nicht vorhandene Offshore-Anbindungsleitungen muss die Bekanntmachung den geplanten, voraussichtlichen oder verbindlichen Fertigstellungstermin enthalten. Ob der geplante, der voraussichtliche oder der verbindliche Fertigstellungstermin bekannt gemacht wird, hängt vom Entwicklungsstand der jeweiligen Offshore-

Anbindungsleitung bei Bekanntmachung ab, weil der voraussichtliche und der verbindliche Fertigstellungstermin ggf. erst nach der Bekanntmachung feststehen können.

Da eine clusterübergreifende Netzanbindung nur in dem Fall gebaut wird, dass ein entsprechendes Gebot bezuschlagt wird, das über die clusterübergreifende Netzanbindung angeschlossen werden soll, steht hierfür vorab gar kein Fertigstellungszeitpunkt fest. Bieter, die für ihre Projekte eine clusterübergreifende Netzanbindung nutzen würden, wissen durch Nummer 5 aber, auf welcher Offshore-Anbindungsleitung zur Erschließung eines anderen Clusters ihnen auf diesem Weg ausnahmsweise Kapazität zur Verfügung stünde, und kennen durch Nummer 6 den geplanten, voraussichtlichen oder verbindlichen Fertigstellungstermin für die entsprechende Netzanbindungsleitung.

Zu Nummer 7

Ebenso wie die Bekanntmachung im zentralen Modell enthält nach Nummer 7 die Bekanntmachung in der Übergangsphase das Jahr, in dem frühestens die Zahlung der Marktprämie beginnt und damit letztlich das Jahr, in dem die bezuschlagten Windenergieanlagen auf See planmäßig in Betrieb gehen sollen. In der Übergangsphase, in der es noch keinen Flächenentwicklungsplan gibt, ergibt sich das Jahr aus dem Zeitpunkt, zu dem die benötigte Kapazität verfügbar sein wird (ergibt sich in der Regel aus dem ebenfalls bekanntzumachenden Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung, § 29 Nummer 6 WindSeeG), und der Ausbausteuerung. Das hindert einen bezuschlagten Windpark später nicht daran, tatsächlich früher in Betrieb zu gehen, er erhält dann aber noch keine Marktprämie ab Inbetriebnahme, sondern erst ab dem bekannt gemachten Jahr.

Zu Nummer 8

Nummer 8 entspricht § 29 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2016.

Zu Nummer 9

Nummer 9 entspricht § 29 Absatz 1 Nummer 5 EEG 2016.

Zu Nummer 10

Nummer 10 ist die Parallelregelung zu § 19 Satz 2 Nummer 12 für die Ausschreibungen der Übergangsphase. Die Ausführungen zur Begründung zu § 19 Satz 2 Nummer 12 Begründung gelten hier entsprechend.

Zu § 30 (Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen für bestehende Projekte)

§ 30 WindSeeG benennt die Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen in der Übergangsphase.

Zu Absatz 1

Voraussetzung für die Teilnahme an Ausschreibungen in der Übergangsphase ist, dass der Bieter Inhaber eines bestehenden Projekts ist. Inhaber können natürliche Personen, rechtsfähige Personengesellschaften und juristische Personen sein.

Zu Absatz 2

Absatz 2 stellt die Voraussetzungen für das Vorliegen des besonderen Planungsfortschritts bestehender Projekte auf.

Zu Nummer 1

Bei Projekten, die über einen Planfeststellungsbeschluss oder eine Genehmigung nach der Seeanlagenverordnung a.F. in der ausschließlichen Wirtschaftszone bzw. eine Genehmigung nach BImSchG im Küstenmeer verfügen, muss der Plan bzw. die Genehmigung zum Zeitpunkt der Ausschreibungsteilnahme noch wirksam sein. § 46 Absatz 2 WindSeeG regelt die dafür ggf. notwendige Verlängerung von Fristen für Planfeststellungen oder Genehmigungen nach der Seeanlagenverordnung a.F. durch das BSH.

Zu Nummer 2

Bei Projekten, zu denen bereits ein Erörterungstermin durchgeführt wurde, darf das Verfahren nicht zwischenzeitlich durch ablehnenden Bescheid beendet worden sein.

Nach Satz 2 ist außerdem bei Projekten, die die Voraussetzung nach Satz 1 Nummer 1 oder 2 erfüllen, die Teilnahme an der Ausschreibung nur zulässig, wenn keine unbedingte Netzanbindungszusage und keine Kapazitätszuweisung für das Projekt bestehen. D.h. bei Projekten, die über eine Genehmigung verfügen und zusätzlich für einen Teil des Projekts über eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Kapazitätszuweisung (und bei Inbetriebnahme bis zum 31. Dezember 2020 des Teils, für den Kapazität zugewiesen wurde, hierfür noch Zahlungsansprüche nach EEG 2014 erhielten), darf das Projekt insgesamt nicht teilnehmen, auch nicht nur mit dem Teil, der noch nicht über Kapazität verfügt. Andernfalls könnte eine „doppelte Zuweisung“ von Netzanbindungskapazität für Projekte oder Projektteile erfolgen. Zudem ist eine damit einhergehende gedankliche Aufteilung der Genehmigung in quasi zwei genehmigte Projekte nicht ohne weiteres möglich. Will ein Projektinhaber das ganze Projekt, für das er über eine Genehmigung verfügt, unter einheitlichen Bedingungen realisieren, kann er die für einen Teil des Projekts bereits zugewiesene Netzanbindungskapazität rechtzeitig vor der Bekanntmachung der Ausschreibung zurückgeben und dann mit dem Gesamtprojekt (für das dann keine Kapazitätszuweisung oder Netzanbindungszusage mehr vorliegt) an der Ausschreibung in der Übergangsphase teilnehmen. Die Rückgabe muss vor der Bekanntmachung der Ausschreibung erfolgen, damit die durch die Rückgabe wieder zur Verfügung stehende Kapazität bei der Berechnung der verfügbaren Kapazität nach § 29 Nummer 4 entsprechend berücksichtigt wird. Inhaber von bestehenden Projekten, die Kapazität zurückgeben wollen, sollten sich daher frühzeitig an die BNetzA wenden, damit das ggf. erforderliche Verfahren zur Aufhebung der Kapazitätszuweisung durchgeführt und mit erforderlichem zeitlichen Vorlauf vor der Bekanntmachung abgeschlossen werden kann.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält eine Voraussetzung für die Teilnahme am zweiten Gebotstermin in der Übergangsphase: Ein bestehendes Projekt darf nur teilnehmen, soweit es bei der Ausschreibung zum ersten Gebotstermin keinen Zuschlag erhalten hat (sei es, weil es gar nicht teilgenommen hat, sei es, weil es nicht zum Zuge kam). So soll verhindert werden, dass ein Projekt zwei sich deckende Zuschläge erhält. Hat ein Projekt nach § 34 nur für einen Teil seiner Gebotsmenge einen Zuschlag zum ersten Gebotstermin erhalten, darf es mit dem übrigen Teil am zweiten Gebotstermin erneut teilnehmen.

Zu § 31 (Anforderungen an Gebote)

Zusätzlich zu den Anforderungen an den Bieter und das bestehende Projekt nach § 30 WindSeeG benennt § 31 WindSeeG Anforderungen an die Gebote. Er ergänzt § 30 EEG 2016, der im Übrigen anwendbar ist.

Zu Absatz 1

Zu Nummer 1

Als Beleg zur Überprüfung, dass es sich um ein bestehendes Projekt im Sinn des § 26 Absatz 2 Nummer 1 WindSeeG handelt, muss das Aktenzeichen der Planfeststellung, der Genehmigung oder des laufenden Verwaltungsverfahrens angegeben werden.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Projekte, die über einen Planfeststellungsbeschluss oder eine Genehmigung verfügen, müssen eine Bestätigung der zuständigen Behörde über die Wirksamkeit des Plans oder der Genehmigung vorlegen. Hat der Plan oder die Genehmigung die Wirksamkeit verloren, handelt es sich nicht mehr um ein bestehendes Projekt im Sinn des § 26 Absatz 2 Nummer 1 WindSeeG. Zuständige Behörde ist bei Plänen und Genehmigungen nach Seeanlagenverordnung in der ausschließlichen Wirtschaftszone das BSH, bei Genehmigungen nach BImSchG im Küstenmeer die hierfür zuständige Landesbehörde.

Zu Buchstabe b

Entsprechend müssen Projekte, zu denen ein Erörterungstermin durchgeführt wurde, eine Bewertung der zuständigen Behörde vorlegen, dass das Vorhaben voraussichtlich genehmigungsfähig ist.

Zu Nummer 3

Mit der Angabe nach Nummer 3 stellt der Bieter klar, auf welcher Offshore-Anbindungsleitung er für sein Projekt Kapazität erlangen möchte. Wegen des Grundsatzes der clusterinternen Anbindung kommt hier nur eine Offshore-

Anbindungsleitung in Betracht, die zur Anbindung des Clusters dient, in dem das bestehende Projekt liegt, für das der Bieter ein Gebot abgibt. Eine Ausnahme bildet eine clusterübergreifende Netzanbindung wie sie sich aus § 29 Satz 2 Nummer 5 WindSeeG ergibt. Die Angabe, auf welcher Anbindungsleitung der Bieter Kapazität erlangen möchte, ist notwendig, damit die BNetzA im Zuschlagsverfahren feststellen kann, wann ein Gebot eine Kapazitätsknappheit auslöst. Die Angabe ist zugleich dafür maßgeblich, auf welcher Anbindungsleitung der Bieter für das Projekt zugewiesene Netzanbindungskapazität bekommt, falls er einen Zuschlag erhält. Kapazität kann er von vorneherein nur zugewiesen erhalten, wo sie verfügbar ist, was sich aus § 29 Satz 2 Nummer 4 WindSeeG ergibt. Clusterübergreifende Anbindungen werden nur insoweit berücksichtigt, wie sie nach § 29 Satz 2 Nummer 5 WindSeeG in der Bekanntmachung angegeben sind.

Absatz 1 Satz 2 modifiziert § 30 Absatz 1 Satz 1 Nummer 6 EEG 2016 dahingehend, dass der Standort bei Windenergieanlagen auf See mit den in der Planfeststellung oder der Genehmigung oder mit den für den Erörterungstermin genannten Koordinaten anzugeben ist.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 Satz 1 kann ein Bieter bei der Gebotsabgabe hilfsweise Angaben machen für den Fall, dass seiner eigentlichen Gebotsmenge kein Zuschlag erteilt werden kann. Dies betrifft die Konstellation, dass im Zuschlagsverfahren nach § 34 WindSeeG nach der Zuschlagserteilung an andere Gebote für die vollständigen Gebotsmenge entweder nicht mehr genügend Ausschreibungsvolumen oder nicht mehr genügend freie Anbindungskapazität zur Verfügung steht, s. unten zu § 34 WindSeeG.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 kann der Bieter hilfsweise eine Mindestgebotsmenge angeben, also eine Gebotsmenge, die geringer ist als die zunächst angegebene und bis zu der der angegebene Gebotswert auch noch gilt. Im Ergebnis bietet der Bieter den Gebotswert für eine Mengenspanne von der Mindestgebotsmenge bis zur eigentlichen Gebotsmenge.

Zu Nummer 2

Hat der Bieter auch ein Interesse, für eine noch geringere Menge als die Mindestgebotsmenge einen Zuschlag zu erhalten, für die er aber nicht mehr zum zunächst abgegebenen Gebotswert bieten möchte, kann er nach Nummer 2 ein Hilfsgebot abgeben. Das Hilfsgebot muss eine geringere Menge als die Mindestgebotsmenge enthalten; der Gebotswert des Hilfsgebots muss höher sein als der zunächst angegebene. Aufgrund des höheren Gebotswertes reiht sich ein etwaiges Hilfsgebot in der Reihenfolge nach § 34 Absatz 1 WindSeeG automatisch hinter dem Hauptgebot, ggf. einschließlich einer Mindestgebotsmenge, des Bieters ein. Das Hilfsgebot kommt nur zum Zuge, wenn der Bieter nicht bereits mit seinem Hauptgebot erfolgreich ist. Damit wird sichergestellt, dass der Bieter die wirtschaftlich optimale Kombination aus Gebotsmenge und Gebotswert als Gebot abgibt und mit diesem Hauptgebot auch vorrangig – d. h. vor einem etwaigen Hilfsgebot – zum Zuge kommt.

Beispielhaft veranschaulicht könnten die Angaben in einem Gebot so aussehen:

Als Hauptgebot wird für die Gebotsmenge 200 MW der Gebotswert 10,50 Cent/kWh geboten. Die Mindestgebotsmenge sind 150 MW, für Mengen zwischen 150 MW und 200 MW wird also auch noch der Gebotswert 10,50 Cent/kWh geboten. Als Hilfsgebot wird die Hilfsgebotsmenge 140 MW zum Hilfsgebotswert 10,75 Cent/kWh geboten. Hilfsweise wird also für Mengen zwischen 140 MW und 150 MW der Hilfsgebotswert 10,75 Cent/kWh geboten. Für geringere Mengen als 140 MW ist kein Gebot mehr abgegeben, ein Zuschlag kann dafür nicht erteilt werden.

Absatz 2 Satz 2 stellt klar, dass die Gebotsmenge zugleich die Mindestgebotsmenge ist, wenn der Bieter von der Möglichkeit, eine Mindestgebotsmenge anzugeben, keinen Gebrauch macht. Diese Klarstellung ist erforderlich, um im Zuschlagsverfahren nach § 34 WindSeeG die Gebote in der vorgesehenen Reihenfolge sortieren zu können.

Zu § 32 (Sicherheit)

Für die Sicherheit ist § 31 EEG 2016 anzuwenden. Satz 1 legt ergänzend nur die Höhe der Sicherheit fest, die im EEG 2016 für die übrigen Technologien spezifisch geregelt ist. Sie ist geringer als die Sicherheit bei Ausschreibungen im zentralen Modell, weil die bestehenden Projekte schon in einem fortgeschrittenen Planungsstadium sind, was die Realisierung wahrscheinlicher macht und als Teilnahmevoraussetzung verhindert, dass nicht ernst gemeinte Gebote abgegeben werden.

Für die Mindestgebotsmenge oder die Hilfsgebotsmenge ist nach Satz 2 keine zusätzliche Sicherheit zu leisten. Hierfür besteht kein Bedarf, da die Sicherheit für das Hauptgebot ausreichend ist und im Falle eines Zuschlags für die Mindestgebotsmenge oder das Hilfsgebot auch diese sichert.

Zu § 33 (Höchstwert)

Der Höchstwert beträgt bei den beiden Gebotsterminen in der Übergangsphase 12 Cent/kWh. Der Wert orientiert sich an den EEG-Vergütungssätzen des Basismodells für das Jahr 2020, wobei die Streckung des Vergütungszeitraums über 20 Jahre berücksichtigt wurde.

Zu § 34 (Zuschlagsverfahren)

Zu Absatz 1

Mit dem Zuschlagsverfahren sollen zur wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie in erster Linie die niedrigsten Gebotswerte bezuschlagt werden. Zugleich muss das Ausschreibungsvolumen eingehalten werden und es steht nur in bestimmtem Umfang Anbindungskapazität zur Verfügung. Das in Absatz 1 vorgesehene Verfahren berücksichtigt Mindestgebotsmengen und Hilfsgebote nach § 31 Absatz 2 WindSeeG, um „Restmengen" bei Ausschreibungsvolumen und Kapazität möglichst weitgehend und möglichst wirtschaftlich zu nutzen. So stellt das Zuschlagsverfahren sicher, dass die Gebote soweit wie möglich entsprechend der Reihenfolge nach § 34 Absatz 1 WindSeeG berücksichtigt werden. Insbesondere stellt das Verfahren nicht nur sicher, dass das zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen an die günstigsten Bieter verteilt wird, sondern löst auch etwaige clusterinterne Kapazitätsknappheiten auf.

Zu Nummer 1

Nummer 1 bestimmt, in welcher Reihenfolge die Gebote auf ihre Zuschlagsreife zu prüfen sind. Vorrangiges Kriterium ist der Gebotswert. Je kleiner der Gebotswert, desto weiter vorne reiht sich das Gebot ein (Buchstabe a). Haben zwei oder mehr Gebote den gleichen Gebotswert, entscheidet als zweites Kriterium die jeweilige Mindestgebotsmenge. Sind bei zwei oder mehr Geboten Gebotswerte und Mindestgebotsmengen gleich, entscheidet das Los (Buchstabe b).

Hilfsgebote nach § 31 Absatz 2 Nummer 2 WindSeeG werden dabei durchgängig wie andere Gebote behandelt und entsprechend eingereiht. Wenn im Folgenden auf die Reihung der Gebote Bezug genommen ist, sind immer auch Hilfsgebote gemeint.

Zu Nummer 2 bis Nummer 4

Nummer 2 regelt das eigentliche Zuschlagsverfahren. Die BNetzA prüft entsprechend der Reihenfolge nach Nummer 1 jedes Gebot auf seine Zuschlagsreife. Bezuschlagt werden nur Gebote, für die sowohl noch ausreichend Ausschreibungsvolumen als auch noch freie Anbindungskapazität zur Verfügung steht, sog. Zuschlagsgrenzen. Anders als im EEG 2016, wo allein das Ausschreibungsvolumen die Zuschlagsgrenze bildet, ist in diesem Gesetz für die Übergangsphase zusätzlich zu berücksichtigen, dass in den verschiedenen Clustern nur begrenzt Anbindungskapazität zur Verfügung steht. Daher ist die Zuschlagsgrenze für jedes Gebot durch eine Gesamtschau von Ausschreibungsvolumen und freier Kapazität in dem betreffenden Cluster zu bestimmen.

Dazu prüft die BNetzA zunächst, ob die Mindestgebotsmenge des jeweiligen Gebots das noch zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen oder die noch freie Anbindungskapazität überschreitet (Nummer 2 Buchstabe a). Wenn das der Fall ist, kann kein Zuschlag erfolgen und die Prüfung wird mit dem nächsten Gebot fortgesetzt. Andernfalls erteilt die BNetzA dem Gebot einen Zuschlag (Nummer 2 Buchstabe b). Der Zuschlagsumfang ergibt sich aus einer Gesamtbetrachtung von Gebotsmenge, noch zur Verfügung stehendem Ausschreibungsvolumen und noch zur Verfügung stehender freien Anbindungskapazität. Im Regelfall wird der Zuschlag in Höhe der Gebotsmenge erfolgen. Nur in den Fällen, in denen nicht mehr genügend Ausschreibungsvolumen oder freie Anbindungskapazität zur Verfügung stehen, wird der Zuschlagsumfang dadurch begrenzt. In diesem Fall erfolgt der Zuschlag in dem Umfang, bis die Zuschlagsgrenzen nach Nummer 2 Buchstabe a erreicht werden. Der Zuschlag wird dann aber nur in dem Umfang erteilt, der auch geboten wurde, d.h. es wird dem Bieter kein Zuschlag „aufgedrängt", der geringer ist als seine Hilfsgebotsmenge (oder seine Mindestgebotsmenge, wenn er kein Hilfsgebot abgegeben hat, bzw. geringer als die Gebotsmenge, wenn er weder Mindestgebotsmenge noch Hilfsgebot abgegeben hat). An Zuschlägen unterhalb dieses Umfangs hat der Bieter kein Interesse. Eine Zuschlagerteilung im Umfang der Mindest- oder Hilfsgebotsmenge führt dazu, dass im zulassungsrechtlichen Verfahren für die

Windenenergieanlagen eine andere installierte Leitung zugrunde gelegt wird, also z. B. die Anzahl der Anlagen und ihre Standorte von der ursprünglichen Genehmigung oder Beantragung abweichen. Im weiteren Zulassungsverfahren muss der bezuschlagte Bieter daher gegenüber dem BSH detailliert darlegen, wie das Vorhaben im bezuschlagten Umfang ausgestaltet werden soll. In der Regel wird es sich dabei um erhebliche Änderungen handeln, die ein entsprechendes Verfahren erfordern.

Das Verfahren wird solange wiederholt, bis die Zuschlagsgrenzen mit den vorhandenen Geboten, ggf. einschließlich Mindestgebotsmengen und Hilfsgeboten, so weit wie möglich ausgeschöpft sind. Wenn das Ausschreibungsvolumen oder die für das Ausschreibungsverfahren zur Verfügung stehende freie Kapazität nach § 29 Nummer 4 WindSeeG erschöpft ist, kann kein weiterer Zuschlag erteilt werden und die Prüfung wird beendet.

Wenn ein Bieter mit seinem Gebot erfolgreich ist, darf nach Absatz 1 Satz 2 ein etwaiges Hilfsgebot des Bieters nicht bezuschlagt werden. Das Hilfsgebot wird in diesem Fall für das weitere Verfahren aus der Reihenfolge der Gebote gestrichen.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 erteilt die BNetzA die Zuschläge unter Widerrufsvorbehalt, für den Fall eines Widerrufs wegen Verstoßes gegen die Realisierungsfristen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 sieht vor, dass die BNetzA durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes das Nähere zur Umsetzung des Zuschlagsverfahrens regeln kann.

Zu § 35 (Flächenbezug des Zuschlags)

Der Zuschlag bezieht sich auf die Fläche, auf der das bestehende Projekt geplant ist. Sie ergibt sich aus den Standortangaben, die im Gebot bezeichnet sein müssen. Der Zuschlag darf also nicht auf ein anderes Projekt auf einer anderen Flächen übertragen werden o.ä.

Zu § 36 (Zuschlagswert und anzulegender Wert)

Zu Absatz 1

Absatz 1 WindSeeG legt fest, dass Zuschlagswert der in dem jeweiligen Gebot angegebene Gebotswert ist. Im Falle eines Hilfsgebots nach § 31 Absatz 2 Nummer 2 WindSeeG, das im Verfahren nach § 34 WindSeeG bezuschlagt wird, ist der angegebene Wert demnach der Gebotswert, der für das Hilfsgebot angegeben wurde.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 Satz 1 ist der anzulegende Wert grundsätzlich jeweils der Zuschlagswert. Satz 2 sieht eine hiervon abweichende Regelung für Windenergieanlagen auf See vor, die in Wassertiefen von mehr als 25 Metern errichtet werden: Sie erhalten einen Aufschlag auf den Zuschlagswert und damit auf ihren Gebotswert, und zwar in Höhe von 0,02 Cent/kWh für jeden vollen Meter Wassertiefe über 25 Meter hinaus. Dies entspricht grundsätzlich dem bisher vorgesehenen Bonus für Wassertiefe im System der gesetzlichen Festlegung des anzulegenden Wertes. Dabei wurde der Wert für die Wassertiefe von 20 Meter auf 25 Meter vor dem Hintergrund der Technologieentwicklung angehoben, ab dem sich die Wassertiefe auf die Vergütung auswirkt. Mit zunehmender Wassertiefe steigen insbesondere die Investitionskosten für die Gründung der Windenergieanlagen, für die parkinterne Verkabelung und die Gründung der parkinternen Umspannplattform. Dies gilt nicht für den bisher im System der gesetzlichen Festlegung des anzulegenden Wertes vorgesehenen Bonus für weitere Küstenentfernung. Die Küstenentfernung beeinflusst zwar die Wirtschaftlichkeit der Anbindungsleitung, jedoch nicht mehr so stark wie bislang die Wirtschaftlichkeit der Windenergieanlagen auf See. Das liegt insbesondere daran, dass z. B. durch verstärkte Kooperationen bei der Wartung und beim Betrieb von benachbarten Windparks teilweise deutliche Kostensenkungspotenziale im Markt beobachtet werden konnten. Entsprechend stammt dieser Bonus aus einer Zeit, als der einzelne Anlagenbetreiber diese Kooperationsmöglichkeiten noch nicht vorgefunden hat, weil die Windparks teilweise sehr weit voneinander entfernt lagen. Die Windparks rücken immer näher zusammen.

Absatz 2 Satz 3 stellt klar, dass die Wassertiefe vom Seekartennull ausgehend zu bestimmen ist.

Zu § 37 (Rechtsfolgen des Zuschlags)

§ 37 WindSeeG regelt die Rechtsfolgen des Zuschlags.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 hat der Zuschlag in der Übergangsphase dieselben Rechtsfolgen wie im zentralen Modell (§ 24 WindSeeG) mit der Ausnahme, dass den Inhabern von bestehenden Projekten systembedingt kein Recht auf Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens gewährt werden muss. Die Begründung zu § 24 ist auch für § 37 zutreffend.

Zu Nummer 1

Wie auch bei Zuschlägen im zentralen Modell besteht nach Nummer 1 der Anspruch auf die Marktprämie abweichend von § 25 EEG 2016 frühestens ab dem Jahr, in dem der Windpark laut Bekanntmachung der Ausschreibung in Betrieb gehen soll.

Zu Nummer 2

Nummer 2 entspricht § 24 Absatz 1 Nummer 3 WindSeeG.

Zu Buchstabe a

Nummer 2 Buchstabe a regelt den Anspruch des bezuschlagten Bieters auf Anschluss der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See an die Offshore-Anbindungsleitung, die zur Anbindung des entsprechenden Clusters vorgesehen ist.

Zu Buchstabe b

Nummer 2 Buchstabe b regelt, dass der Bieter mit Erteilung des Zuschlags Netzanbindungskapazität auf der Offshore-Anbindungsleitung erhält, die zur Anbindung des entsprechenden Clusters vorgesehen ist. Die Regelung tritt an die Stelle der Kapazitätszuweisung, wie sie derzeit im EnWG vorgesehen ist. Die zugewiesene Netzanbindungskapazität hat der Bieter nur im Umfang des Zuschlags; wenn nicht seine volle Gebotsmenge im Verfahren nach § 34 WindSeeG bezuschlagt wurde, wird ihm nur für den bezuschlagten Teil Netzanbindungskapazität zugewiesen. Ermöglicht die später durch den bezuschlagten Bieter installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See eine höhere Einspeisung, so ist jede überschießende Einspeisung nicht mehr von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität umfasst und unzulässig.

Im Fall bestehender Projekte, die noch nicht genehmigt sind, für die aber bereits ein Erörterungstermin durchgeführt wurde, steht dem Bieter der Anschluss auf Netzanbindung und die zugewiesenen Netzanbindungskapazität außerdem nur weiter zu, wenn er das Planfeststellungs- oder Genehmigungsverfahren für das Vorhaben auf der Fläche erfolgreich abschließen kann. Andernfalls wird der Zuschlag unwirksam, s. § 64 Absatz 2 Nummer 1 WindSeeG, dann entfallen alle seine Rechtsfolgen, auch der Anspruch auf Anschluss und die Zuweisung der Netzanbindungskapazität. Der Bieter kann nicht die Rechtsfolge nach Nummer 2 einzeln für sich beanspruchen und etwa die Netzanbindungskapazität für ein anderes Projekt nutzen; dazu müsste er mit diesem anderen Projekt erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben.

Die zugewiesene Netzanbindungskapazität besteht nur, solange der Anspruch auf die Marktprämie besteht, s. Absatz 2 und § 64 Absatz 1 Nummer 3.

Ebenso wie bei Anlagen an Land genießt der bezuschlagte Bieter hinsichtlich des landseitigen Netzes Einspeisevorrang im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge, und zwar ab dem Zeitpunkt des Eintritts des verbindlichen Fertigstellungstermins nach § 17d Absatz 3 EnWG und – im Hinblick auf die dann entfallende Netzanbindungskapazität – bis zum Ende des Zeitpunkts des Erlöschens des Anspruchs auf die Marktprämie.

Zu Absatz 2

Satz 1 regelt ergänzend, dass – ebenso wie im zentralen Modell (dort in § 24 Absatz 2 WindSeeG) – insbesondere die Rechte und Ansprüche nach Absatz 1 zeitlich befristet, nämlich nur für die Dauer des Zahlungsanspruchs nach dem EEG 2016 (20 Jahre), gewährt werden. Für die Zeit danach werden durch den Zuschlag keinerlei Rechte oder Ansprüche begründet. Satz 2 stellt in diesem Zusammenhang noch einmal klar, dass die Fläche erneut ausgeschrieben werden kann, § 8 Absatz 3 WindSeeG. Die Möglichkeit, die Fläche nicht erneut für die Nutzung der Windenergie auf See einzusetzen, ergibt sich ebenfalls aus § 8 Absatz 3 WindSeeG. Eine andere Nachnutzung müsste gegebenenfalls gesetzlich geregelt werden.

Im Übrigen wird auf die Begründung zu § 24 Absatz 2 WindSeeG verwiesen.

Zu § 38 (Erstattung von Sicherheiten an Bieter ohne Zuschlag)

§ 38 WindSeeG regelt die Erstattung von Sicherheiten an Bieter, die bei einer Ausschreibung in der Übergangsphase keinen Zuschlag erhalten haben, entsprechend § 55a Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016. Für Ausschreibungen im zentralen Modell trifft § 25 WindSeeG dieselbe Reglung.

Im Fall der Rücknahme des Gebotes nach § 30a Absatz 3 EEG 2016 ist für die Erstattung von Sicherheiten auch hier § 55a Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 anwendbar, da das WindSeeG hierfür keine spezielle Regelung enthält.

Die Erstattung von Sicherheiten für bezuschlagte Bieter entsprechend § 55a Absatz 1 Nummer 3 EEG 2016 findet sich für das WindSeeG speziell in § 65 WindSeeG zur Erstattung von Sicherheiten bei Realisierung oder Erfüllung von Pönalen.

Zu Abschnitt 4 (Eintrittsrecht für bestehende Projekte)

Teil 3 Abschnitt 4 regelt ein Eintrittsrecht für Inhaber eines bestehenden Projekts, die bei den Ausschreibungen in der Übergangsphase keinen Zuschlag erhalten haben. Die Vorhabenträger haben ihr jeweiliges Projekt bis zu den Ausschreibungen in der Übergangsphase in ein fortgeschrittenes Planungsstadium gebracht. Sie haben dabei Daten und Unterlagen zu der Fläche gewonnen. Diese müssen sie als Voraussetzung für die Ausübung des Eintrittsrechts dem BSH überlassen, das sie ggf. im Rahmen weiterer Abschreibungen in die Flächenplanung und Voruntersuchung einbezieht und auch anderen Bietern zur Verfügung stellt. Das Eintrittsrecht ist ein Ausgleich für die von ihnen dem BSH überlassenen Daten.

Zu § 39 (Eintrittsrecht für den Inhaber eines bestehenden Projekts)

§ 39 WindSeeG regelt, was das Eintrittsrecht ist, wem das Eintrittsrecht zusteht und wie es übertragen werden kann.

Zu Absatz 1

Eintrittsrecht bedeutet nach Absatz 1, dass der Berechtigte (nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen) in einen Zuschlag eintreten kann, der in einer Ausschreibung im zentralen Modell bis Ende des Jahres 2030 erteilt wurde. Der Eintritt bedeutet, dass die Rechtsfolgen sich nach dem erteilten Zuschlag richten, also insbesondere der maßgebliche anzulegende Wert bei der Marktprämie nach § 22 EEG 2016 der bezuschlagte Gebotswert ist. Für Ausschreibungen nach 2030 besteht kein Eintrittsrecht mehr. Die Daten, die Inhaber eines bestehenden Projekts bei der Projektentwicklung gewonnen haben, sind dann voraussichtlich so aktualisierungsbedürftig, dass das BSH sie in späteren Voruntersuchungen nicht mehr sinnvoll verwenden kann. Ein Erlangen dieser Daten gegen Ausgleich durch ein Eintrittsrecht ist daher nicht mehr angezeigt.

Nach Absatz 1 steht das Eintrittsrecht zunächst dem Inhaber eines bestehenden Projekts zu. Ob es sich bei einem Vorhaben um ein bestehendes Projekt handelt, richtet sich nach § 26 Absatz 2 WindSeeG. Für ein Projekt besteht immer nur ein Eintrittsrecht. Ist derselbe Rechtsträger Inhaber mehrerer bestehender Projekte, kann er mehrere Eintrittsrechte haben, aber immer nur eines je Projekt.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt, wer Inhaber eines bestehenden Projektes ist.

Im Falle eines planfestgestellten oder genehmigten Projekts in der ausschließlichen Wirtschaftszone (in Cluster 1 bis 8 der Nordsee bzw. Cluster 1 bis 3 der Ostsee, s. § 26 Absatz 2 Nummer 2) ist das nach Nummer 1 derjenige, der an dem Tag, an dem der Plan oder die Genehmigung unwirksam wird, Inhaber des Plans oder der Genehmigung nach § 5 oder § 17 der Seeanlagenverordnung a.F. ist. Fristen für diese Pläne und Genehmigungen dürfen nach § 46 Absatz 5 WindSeeG nicht verlängert werden, wenn das Projekt in der Übergangsphase nicht bezuschlagt wurde. Mit Ablauf der jeweiligen Frist werden die Pläne und Genehmigungen unwirksam.

Im Falle eines Projekts im Küstenmeer ist nach Nummer 2 Inhaber eines bestehenden Projekts derjenige, der an dem Tag, an dem die Genehmigung unwirksam wird, Inhaber der Genehmigung nach § 4 Absatz 1 BImSchG ist. § 46 WindSeeG ist für Genehmigungen nach BImSchG nicht anwendbar. Hier richtet sich die Unwirksamkeit nach BImSchG und allgemeinem Verwaltungsrecht, z. B. § 18 Absatz 1 BImSchG.

Im Falle eines Projekts, bei dem ein Erörterungstermin nach § 73 Absatz 6 VwVfG durchgeführt worden ist, ist nach Nummer 3 Inhaber des bestehenden Projekts derjenige, der an dem Tag, an dem das Verfahren beendet wird,

Vorhabenträger ist. Diese Verfahren enden, sofern sie Vorhaben in der ausschließlichen Wirtschaftszone betreffen, nach § 46 Absatz 4 WindSeeG, wenn das Projekt in der Übergangsphase nicht bezuschlagt wurde. Für Verfahren nach BImSchG ist § 46 WindSeeG nicht anzuwenden. Hier richtet sich die Beendigung von Verfahren nach BImSchG und allgemeinem Verwaltungsrecht.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 kann der Inhaber des bestehenden Projekts das Eintrittsrecht auf einen anderen Rechtsträger übertragen. Die Übertragung muss dem BSH angezeigt werden, um wirksam zu sein. Das Eintrittsrecht kann nur so lange übertragen werden, bis die Bekanntmachung der Ausschreibung im zentralen Modell für die Fläche erfolgt, für die das Eintrittsrecht besteht. Mit der Bekanntmachung muss für alle Beteiligten Klarheit herrschen, wer der Inhaber eines eventuellen Eintrittsrechts ist. Dass ein Eintrittsrecht besteht, ist eine Angabe, die bekannt gemacht werden muss, ebenfalls um Klarheit für alle Beteiligten, insbesondere potentielle Bieter, zu schaffen.

Zu § 40 (Voraussetzungen und Reichweite des Eintrittsrechts)

Zu Absatz 1

Das Eintrittsrecht besteht nur unter bestimmten Voraussetzungen:

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 muss sich die im zentralen Modell ausgeschriebene, voruntersuchte Fläche überwiegend mit der Fläche überschneiden, die Gegenstand des bestehenden Projekts war. Eine geringfügige Überschneidung der Flächen genügt nicht für ein Eintrittsrecht, das bestehende Projekt muss sich auf mindestens 50 Prozent der im zentralen Modell ausgeschriebenen Fläche erstrecken. Andernfalls wäre es unverhältnismäßig, den zunächst einem anderen erteilten Zuschlag auf den Eintrittsberechtigten übergehen zu lassen. Außerdem dürfen Ersuche und Anträge zur Durchführung des Planfeststellungsverfahrens für das bestehende Projekt nicht nach § 3 Seeanlagenverordnung a.F. zurückgestellt worden sein. Bestünde ein Eintrittsrecht auch für zurückgestellte Ersuche oder Anträge, ergäbe sich hier eine Situation, die die Konkurrenzregelung nach § 3 Seeanlagenverordnung a.F. gerade verhindern sollte.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 besteht das Eintrittsrecht außerdem nur, wenn der jeweilige Inhaber des bestehenden Projekts zu beiden Gebotsterminen in der Übergangsphase mit dem Projekt an der Ausschreibung teilgenommen hat. Bei einer zwischenzeitlichen Übertragung des Eintrittsrechts ist maßgeblich, dass derjenige, der zum Zeitpunkt des jeweiligen Gebotstermins in der Übergangsphase Vorhabenträger des bestehenden Projekts war, mit dem Projekt an den Ausschreibungen teilgenommen hat.

Zu Nummer 3

Das Eintrittsrecht besteht nach Nummer 2 nur für vollständig nicht-bezuschlagte Projekte. Bereits bei einem teilweisen Zuschlag (nach § 34 ist eine Zuschlagserteilung in geringerem Umfang möglich) für das bestehende Projekt in der Übergangsphase besteht kein Eintrittsrecht.

Zu Nummer 4

Nach Nummer 4 muss eine wirksame Verzichtserklärung abgegeben worden sein.

Zu Nummer 5

Zudem müssen nach Nummer 5 fristgemäß die entsprechenden Unterlagen an das BSH oder die zuständige Landesbehörde übergeben worden sein.

Zu Nummer 6

Nach Nummer 6 muss der Inhaber des bestehenden Projekts in der Ausschreibung der voruntersuchten Fläche, die vom Eintrittsrecht betroffen ist, ein Gebot abgegeben haben, um das Eintrittsrecht zu haben. Damit wird sichergestellt, dass es für vom Eintrittsrecht betroffene Flächen immer zumindest ein Gebot gibt. Andernfalls könnte sich die Situation ergeben, dass für eine Fläche im Hinblick auf den möglichen Eintritt gar kein Gebot abgegeben wird, so dass entgegen der Planung des Flächenentwicklungsplans keine Realisierung von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche erfolgt.

Zu Absatz 2

Absatz 2 Satz 1 legt den Umfang des Eintrittsrecht fest, falls sich die räumliche Ausdehnung des bestehenden Projekts nur teilweise und nicht vollständig mit der im zentralen System zur Ausschreibung kommenden voruntersuchten Fläche deckt: Das Eintrittsrecht besteht dann für die gesamte voruntersuchte Fläche. Daneben gilt weiter die Voraussetzung des Absatz 1 Nummer 1, d.h., die räumliche Ausdehnung des bestehenden Projekts muss sich überwiegend mit der zur Ausschreibung kommenden voruntersuchten Fläche decken, also mindestens die Hälfte der Fläche, die zur Ausschreibung kommt, ausmachen.

Absatz 2 Satz 2 greift deklaratorisch den Fall auf, dass sich mehrere bestehende Projekte mit der voruntersuchten Fläche überschneiden, die im zentralen System zur Ausschreibung kommt. Auch dann hat nur derjenige ein Eintrittsrecht, dessen bestehendes Projekt die voruntersuchte Fläche überwiegend, also zu mehr als der Hälfte der voruntersuchten Fläche, überschneidet. Beispielhaft bedeutet das, wenn sich Projekt A 1/3 und Projekt B 2/3 der ausgeschriebenen Fläche abdecken, hat der Inhaber von B ein Eintrittsrecht für die gesamte Fläche (nur teilweise, aber überwiegende Überschneidung) und A hat kein Eintrittsrecht (keine überwiegende Überschneidung). Es ist denklogisch ausgeschlossen, dass zwei bestehende Projekte eine zur Ausschreibung kommende Fläche jeweils überwiegend überschneiden.

Zu § 41 (Datenüberlassung und Verzichtserklärung)

Nach § 41 WindSeeG setzt das Eintrittsrecht eine Verzichtserklärung und eine Datenüberlassung voraus. Es handelt sich hierbei um Daten, die bei der Entwicklung eines Projekts bis zur Übergangsphase entstanden sind. Mit der Überlassung kurz nach den Gebotsterminen in der Übergangsphase – damit entscheidet der Inhaber eines bestehenden Projekts innerhalb einer bestimmten Frist nach den Gebotsterminen in der Übergangsphase, ob er die Option des Eintrittsrechts erhalten möchte, s. § 41 Absatz 2 WindSeeG – fließen sie in die Flächenplanung und Voruntersuchung für das zentrale Modell ein. Sie können dabei von der für die Voruntersuchung zuständigen Stelle, also in der Regel dem BSH bzw. der Landesbehörde, genutzt werden und so die Voruntersuchungen ersetzen (ganz oder teilweise) oder erheblich vereinfachen. Kommt die Fläche dann im zentralen Modell zur Ausschreibung, stehen die Daten über die Voruntersuchung letztlich allen teilnehmenden Bietern zur Verfügung. In dieser Ausschreibung der Fläche im zentralen Modell kann dann das Eintrittsrecht ausgeübt werden.

Zu Absatz 1

Zu Nummer 1

Die Datenüberlassung bezieht sich nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 auf alle Unterlagen, die der Vorhabenträger im Rahmen des Planfeststellungs- oder des Genehmigungsverfahrens beim BSH eingereicht hat, und auf alle Untersuchungsergebnisse und Unterlagen, die denjenigen entsprechen, die die dafür zuständige Stelle bei einer Voruntersuchung erstellt. Der Vorhabenträger wird in der Regel identisch sein mit dem Inhaber des bestehenden Projekts und damit dem Eintrittsberechtigten. Dies kann aber auseinanderfallen, wenn das Eintrittsrecht zwischenzeitlich übertragen wurde. Es geht darum, die Unterlagen aus dem ursprünglichen Verwaltungsverfahren zu dem bestehenden Projekt dem BSH zu überlassen.

Die Daten müssen nach Absatz 1 am Ende einschließlich der Rohdaten und frei von Rechten Dritter überlassen werden. Die Überlassung erfasst auch, dass solche Unterlagen, die noch nicht beim BSH eingereicht wurden, diesem übergeben werden müssen.

Zu Nummer 2

Außerdem muss der Inhaber des bestehenden Projekts nach Absatz 1 Nummer 2 eine Verzichtserklärung in zweifacher Hinsicht abgeben.

Zu Buchstabe a

Er muss nach Buchstabe a auf sämtliche ihm mit der Genehmigung oder Planfeststellung des Vorhabens eingeräumten Rechte verzichten.

Zu Buchstabe b

Nach Buchstabe b muss er außerdem auf sämtliche Rechte an den Untersuchungsergebnissen und Unterlagen verzichten, die er dem BSH überlässt.

Der Verzicht muss jeweils schriftlich gegenüber dem BSH und ohne Bedingungen, Befristungen oder sonstige Nebenbestimmungen erklärt werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 Satz 1 enthält die materielle Ausschlussfrist für die Verzichtserklärung. Sie muss dem BSH spätestens innerhalb eines Monats nach der Bekanntmachung der Zuschläge zum zweiten Gebotstermin in der Übergangsphase zugehen. Mit der Bekanntmachung wissen alle Inhaber bestehender Projekte, ob sie bezuschlagt wurden oder nicht, dann haben sie einen Monat Zeit, die Verzichtserklärung abzugeben. Die Datenüberlassung muss nach Absatz 2 Satz 2 ebenfalls innerhalb eines Monats nach Bekanntmachung der Zuschläge erfolgen, auch hierbei handelt es sich um eine materielle Ausschlussfrist.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 kann das BSH für die Verzichtserklärung Formulare bereitstellen und deren Nutzung verbindlich vorgeben. Erklärungen, die ohne Nutzung dieser Formulare abgegeben werden, sind dann unwirksam.

Zu Absatz 4

Nach Absatz 4 entscheidet das BSH durch feststellenden Verwaltungsakt gegenüber denjenigen, die eine Verzichtserklärung abgegeben und Daten überlassen haben, darüber, ob der Verzicht wirksam, insbesondere rechtzeitig, war und die überlassenen Daten vollständig sind. In dem entsprechenden Bescheid wird auch festgestellt, auf welche Fläche sich der Verzicht und die überlassenen Daten beziehen. Dies ist eine wichtige Grundlage dafür, dass das Eintrittsrecht übertragen werden kann und zugleich dafür, dass bei der Flächenentwicklungsplanung und bei Ausschreibungen auf der Fläche im zentralen System feststeht, ob ein Eintrittsrecht für die Fläche besteht.

Zu Absatz 5

Nach Absatz 5 sind die Absätze 1 und 2 mit zwei Maßgaben auf bestehende Projekte im Küstenmeer anzuwenden: Zum einen gibt es bei diesen keine Planfeststellung bzw. Genehmigung und kein Planfeststellungsverfahren bzw. Genehmigungsverfahren nach der Seeanlagenverordnung a.F., sondern eine Genehmigung bzw. ein Genehmigungsverfahren nach BImSchG. Zum anderen ist die dafür zuständige Behörde nicht das BSH, sondern eine Landesbehörde. Dieser müssen daher innerhalb der Frist nach Absatz 2 die Unterlagen und Untersuchungsergebnisse nach Absatz 1 Nummer 1 überlassen und ihr gegenüber muss der Verzicht nach Absatz 1 Nummer 2 erklärt werden.

Zu § 42 (Ausübung des Eintrittsrechts)

Zu Absatz 1

Die Ausübung des Eintrittsrechts erfolgt durch schriftliche Erklärung gegenüber der BNetzA (diese ist für die Zuschlagserteilung zuständig). In der Erklärung muss das bestehende Projekt benannt sein, auf das sich das Eintrittsrecht bezieht. Zudem muss die erforderliche Sicherheit nach § 21 WindSeeG geleistet werden. Da Voraussetzung des Eintrittsrechts die Abgabe eines Gebotes in der Ausschreibung der betreffenden Fläche ist, muss die Sicherheit hierfür schon geleistet sein. So wird klargestellt, dass sie bei Ausübung des Eintrittsrechts aufrecht erhalten werden muss.

Sowohl die Erklärung als auch die Sicherheitsleistung müssen spätestens einen Monat nach der Bekanntmachung der Zuschläge in der Ausschreibung für die von dem Eintrittsrecht betroffene voruntersuchte Fläche erfolgt sein.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 muss das Eintrittsrecht in vollem Umfang ausgeübt werden. Überschneidet sich ein bestehendes Projekt als nur teilweise, aber überwiegend mit der betreffenden Fläche, darf das Eintrittsrecht nur für die gesamte Fläche ausgeübt werden (und nicht etwa nur für den überschneidenden Teil o.ä.). Eine „Zersplitterung“ der insgesamt geplanten, voruntersuchten und ausgeschriebenen Flächen wird so verhindert. Das vermeidet auch, dass Flächenbruchstücke für den zunächst bezuschlagten Bieter verbleiben, die nicht mehr sinnvoll zu nutzen sind und u.U. nur noch sehr wenig mit der Fläche zu tun haben, für die er sein Gebot abgegeben hat. Eine teilweise Ausübung des Eintrittsrechts ist daher unzulässig.

Zu § 43 (Rechtsfolgen des Eintritts)

§ 43 WindSeeG legt die Rechtsfolgen einer wirksamen Ausübung des Eintrittsrechts fest: der nach § 23 WindSeeG erteilte Zuschlag geht vollständig auf den Inhaber des bezuschlagten Projekts über.

Zu Teil 4 (Zulassung, Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie Anlagen zur Übertragung des Stroms)

Teil 4 enthält das Zulassungsrecht für Windenergieanlagen auf See sowie Anlagen zur Übertragung des Stroms (Einrichtungen), das bisher in der Seeanlagenverordnung a.F. enthalten war. Teil 4 nimmt die Vorschriften der Seeanlagenverordnung a.F. teilweise auf und ergänzt sie für Windenergieanlagen auf See um Besonderheiten, die sich aus den Ausschreibungen ergeben. Ausschreibungen und Zulassungsrecht werden miteinander verzahnt: Ist das Planfeststellungsverfahren nicht erfolgreich oder wird der Plan oder die Genehmigung unwirksam, wird der Zuschlag unwirksam. Entfällt der Zuschlag, etwa weil die Realisierungsfrist nicht eingehalten wird, wird der Planfeststellungsbeschluss unwirksam.

Zu § 44 (Geltungsbereich)

§ 44 WindSeeG regelt den Geltungsbereich des zulassungsrechtlichen Teils.

Zu Absatz 1

Sachlich gilt der zulassungsrechtliche Teil für Windenergieanlagen auf See sowie Anlagen zur Übertragung des Stroms einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen. Diese Anlagen und Nebeneinrichtungen werden unter dem Begriff „Einrichtungen“ zusammengefasst und im Folgenden nur noch so bezeichnet, wenn die betreffende Regelung auf all diese Anlagen bzw. Nebeneinrichtungen anwendbar ist.

Für die hier erfassten Einrichtungen war bisher die Seeanlagenverordnung anwendbar, deren Vorschriften insoweit in dieses Gesetz integriert werden. Für sonstige Seeanlagen, z. B. Gezeitenkraftwerke oder Forschungseinrichtungen, verbleibt ein Anwendungsbereich der Seeanlagenverordnung. Sie wird entsprechend angepasst, s. Artikel 15.

Zu Nummer 1

Räumlich ist der genehmigungsrechtliche Teil nach Nummer 1 im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland anzuwenden.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 erfasst der räumliche Geltungsbereich die Hohe See, sofern der Unternehmenssitz des Vorhabenträgers im Geltungsbereich des Grundgesetzes liegt.

Zu Absatz 2

Im Küstenmeer gilt der zulassungsrechtliche Teil grundsätzlich nicht, dort unterliegen die Anlagen einem eigenen genehmigungsrechtlichen Regime, nämlich dem nach BImSchG. Abweichend davon finden nach Absatz 2 die meisten Bestimmungen aus den Besonderen Bestimmungen zur Realisierung von Windenergieanlagen auf See (Teil 4 Abschnitt 2 Unterabschnitt 2) – mit Ausnahme von § 64 Absatz 1 Nummer 1 und § 67 – auch entsprechende Anwendung auf Windenergieanlagen auf See im Küstenmeer.

Dieser Unterabschnitt trifft u.a. Regelungen zu Auswirkungen zulassungsrechtlicher Konstellationen auf den Zuschlag. Die Ausschreibungen und damit Zuschläge regelt allein das WindSeeG für die ausschließliche Wirtschaftszone und, soweit sie im Küstenmeer Anwendung finden, auch für das Küstenmeer. Bei der entsprechenden Anwendung von Teil 4 Abschnitt 2 Unterabschnitt 2 auf Anlagen im Küstenmeer ist dann immer zu beachten, dass statt durch einer Planfeststellung oder Plangenehmigung nach WindSeeG die Zulassung nach BImSchG erfolgt. Soweit die betreffenden Bestimmungen Aussagen zur Zulassung und dem Zulassungsverfahren treffen, sind sie nicht anzuwenden. Entwicklungen bei der Zulassung nach BImSchG schlagen sich aber entsprechend zu Entwicklungen bei der Zulassung nach WindSeeG beim Zuschlag nieder. So ordnet § 64 Absatz 2 WindSeeG an, dass ein Zuschlag unwirksam wird, wenn ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung unwirksam wird. Entsprechend auf Anlagen im Küstenmeer angewandt, bedeutet die Regelung, dass ein Zuschlag auch dann unwirksam wird, wenn eine BImSchG-Genehmigung unwirksam wird. Umgekehrt regelt das WindSeeG aber

nicht, dass eine BImSchG-Genehmigung unwirksam wird, wenn ein Zuschlag unwirksam wird (§ 64 Absatz 1 Nummer 1 ist auf Anlagen im Küstenmeer gerade nicht entsprechend anzuwenden). Hierfür ist allein das BImSchG maßgeblich.

Zu Abschnitt 1 (Zulassung von Einrichtungen)

Abschnitt 1 zur Zulassung gilt für alle Einrichtungen im Sinn des § 44 Absatz 1 WindSeeG.

Zu § 45 (Planfeststellung)

§ 45 WindSeeG übernimmt die Bestimmungen des § 2 der Seeanlagenverordnung. Absatz 2 stellt klar, dass auch im Rahmen des WindSeeG weiterhin das BSH die Anhörungs- und Planfeststellungsbehörde sowie die Plangenehmigungsbehörde ist. In der Bezugnahme auf das VwVfG erfolgt eine redaktionelle Anpassung: Das WindSeeG trifft keine Maßgaben für die Anwendung der §§ 72 bis 78 VwVfG, sondern teilweise abweichende Regelungen, die dem VwVfG vorgehen. Der aus der Seeanlagenverordnung übernommene Verweis auf § 36 VwVfG hat klarstellende Funktion. Es ergibt sich bereits aus dem Verweis auf §§ 72 bis 78 VwVfG und dortige Verweise, dass bei der Planfeststellung Nebenbestimmungen vorgesehen werden können.

Zu § 46 (Verhältnis der Planfeststellung zu Ausschreibungen nach Teil 3)

§ 46 WindSeeG regelt neu die Verzahnung des Zulassungsrechts mit den Ausschreibungen im zentralen Modell im Absatz 1 und in der Übergangsphase in den Absätzen 2 bis 5.

Zu Absatz 1

Absatz 1 stellt einen wichtigen Grundsatz des zentralen Modells auf: Danach kann nur derjenige einen Antrag auf Durchführung des Planfeststellungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See stellen, der auch über einen Zuschlag aus einer Ausschreibung verfügt. Der Zuschlag muss für die Fläche erteilt sein, auf der die Windenergieanlagen auf See errichtet und betrieben werden sollen. So wird sichergestellt, dass künftig die Errichtung und der Betrieb so erfolgen wie im Flächenentwicklungsplan angelegt.

Der Zuschlag muss vollziehbar sein, um eine ausreichende Grundlage für die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens bilden zu können.

Zu Absatz 2

Mit den Regelungen in Absatz 2 wird sichergestellt, dass alle Vorhaben, die bei Inkrafttreten dieses Gesetzes bestehende Projekte im Sinn dieses Gesetzes sind, der Definition während der Übergangsphase so lange unterfallen, bis die beiden Gebotstermine stattgefunden haben und damit feststeht, welche bestehende Projekte einen Zuschlag erhalten. Dadurch können alle zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bestehenden Projekte als solche an den beiden Gebotsterminen für die Übergangsphase teilnehmen.

Zu Nummer 1

Nummer 1 legt daher fest, dass für solche bestehenden Projekte, die über eine Planfeststellung oder eine Genehmigung nach Seeanlagenverordnung a.F. verfügen, diese bis 15. März 2018 – also gut drei Monate nach dem zweiten Gebotstermin der Übergangsphase, so dass die Zuschlagserteilung bis dahin erfolgt sein dürfte – zu verlängern ist.

Zu Nummer 2

Bei bestehenden Projekten, zu denen ein Erörterungstermin stattgefunden hat, wird nach Nummer 2 das Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren ruhend gestellt, bis die Zuschläge im zweiten Gebotstermin der Übergangsphase erteilt sind. Die Verfahren sollen nicht betrieben werden, so lange nicht klar ist, ob ein erfolgreicher Abschluss überhaupt noch erfolgen darf. Dies hängt davon ab, welche bestehenden Projekte einen Zuschlag erhalten, s. auch Absatz 4.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 Satz 1 enden am Tag des Inkrafttretens des WindSeeG solche laufenden Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren, die Vorhaben betreffen, bei denen es sich nicht um bestehende Projekte im Sinn dieses Gesetzes handelt. Das erfasst Projekte, die sich schon im Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren befinden (evtl. wurde schon ein Erörterungstermin durchgeführt), aber in keinem der Cluster liegen, die

nach § 26 Absatz 2 Nummer 2 WindSeeG für einen Zuschlag in Betracht kommen. Sie dürfen an den Ausschreibungen in der Übergangsphase nicht teilnehmen und können daher keinen Zuschlag erhalten. Das Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren ist ohne die Rechtsfolgen des Zuschlags aber eigenständig nicht zielführend und daher nicht weiterzuführen. Die betreffenden Vorhaben sollen nicht mehr realisiert werden.

Auf Antrag bestätigt die Planfeststellungsbehörde nach Satz 2 die gesetzliche Beendigung des Verfahrens. Die Bestätigung ist deklaratorisch und dient nur der Rechtsklarheit für den Vorhabenträger.

Zu Absatz 4

Nach Absatz 4 werden Verfahren für bestehende Projekte beendet, denen kein Zuschlag erteilt wurde. Dies bezieht sich auf die Verfahren, die nach Absatz 1 Nummer 2 ruhend gestellt wurden. Wenn die Gebotstermine der Übergangsphase vorbei sind und daher feststeht, welche Projekte nicht bezuschlagt wurden, ist ihr Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren ohne die Rechtsfolgen des Zuschlags eigenständig nicht mehr zielführend und es ist daher nicht weiterzuführen. Die betreffenden Vorhaben sollen nicht mehr realisiert werden.

Zu Absatz 5

Absatz 5 Satz 1 trifft eine entsprechende Regelung zu Absatz 4 für diejenigen bestehenden Projekte, die bei Inkrafttreten des Gesetzes über einen Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung verfügen und in der Übergangsphase bei keinem der Gebotstermine einen Zuschlag erhalten haben. Die Beschlüsse und Genehmigungen sind befristet, um eine zügige Errichtung und Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See zu erreichen. Mit diesem Ziel vorgegebene Fristen darf das BSH nach den beiden Gebotsterminen bei nicht-bezuschlagten Projekten nicht verlängern. Hier gilt das oben Ausgeführte: Planfeststellung oder Genehmigung sind eigenständig ohne Zuschlag nicht mehr zielführend; die betreffenden Vorhaben sollen nicht mehr realisiert werden.

Nach Satz 2 ist dies entsprechend anzuwenden auf solche Fristverlängerungen, die erfolgten, um dem Vorhaben den Charakter eines bestehenden Projekts für die Gebotstermine in der Übergangsphase zu erhalten, s. Absatz 2 Nummer 1. Auch sie dürfen nicht weiter verlängert werden, wenn das Vorhaben in der Übergangsphase keinen Zuschlag erhalten hat.

Die Beendigung von Verfahren bzw. die Nicht-Verlängerung von Fristen für Genehmigungen ist für den Systemwechsel zu Ausschreibungen erforderlich.

Zu Absatz 6

Absatz 6 stellt klar, dass sowohl im Übergangs- als auch im zentralen Modell Windenergieanlagen auf See und die zugehörigen Anlagen nur noch errichtet und dann betrieben werden dürfen, wenn die nach § 66 Absatz 2 WindSeeG erforderliche Verpflichtungserklärung vorliegt. Insofern besteht kein Unterschied zwischen Vorhaben in der Übergangsphase und im zentralen Modell.

Bei den meisten Vorhaben wird die Verpflichtungserklärung bereits aufgrund der Regelung in § 48 Absatz 4 Nummer 7 WindSeeG abgegeben werden, da die Abgabe der Verpflichtungserklärung eine Voraussetzung für die Feststellung des Plans ist. Das gilt etwa im zentralen Modell oder für in der Übergangsphase bezuschlagte bestehende Projekte, für die bisher lediglich ein Erörterungstermin durchgeführt wurde. In diesen Fällen ist der Verpflichtung in Absatz 6 bereits dadurch genüge getan, dass die Verpflichtungserklärung im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens abgegeben wurde.

Anders ist die Situation z. B. bei in der Übergangsphase bezuschlagten bestehenden Projekten, die bereits genehmigt sind. Für diese gelten nach der Überführung der Zulassungsvorschriften der Seeanlagenverordnung in das WindSeeG die materiellen Vorgaben zur Genehmigung von Windenergieanlagen auf See und den zugehörigen Anlagen nach dem WindSeeG, d. h. insbesondere § 48 Absatz 4 WindSeeG. Allerdings wird in diesen Fällen in der Regel kein vollumfängliches Planfeststellungsverfahren mehr durchgeführt werden, da die Vorhaben bereits nach Seeanlagenverordnung genehmigt sind. In diesem Kontext stellt Absatz 6 klar, dass auch diese Projekte die nach § 66 Absatz 2 erforderliche Verpflichtungserklärung abgeben müssen.

Mit der Regelung wird im Ergebnis auch sichergestellt, dass die bezuschlagten Bieter in der Übergangsphase und im zentralen Modell gleich behandelt werden. Mit Blick darauf, dass einige bezuschlagte Projekte in der Übergangsphase unter Umständen bereits eine Genehmigung haben, ist die Regelung auch verhältnismäßig. Zunächst entfaltet die Regelung bzw. die Verpflichtungserklärung überhaupt erst Wirkung, wenn der Gesetzgeber in der

Zukunft eine Regelung zur unentgeltlichen Übertragung der Windenergieanlagen auf See nach Ablauf des Förderzeitraums trifft. Zudem ist auch der Inhaber einer Genehmigung durch die Regelung allenfalls geringfügig betroffen, da er ebenso wie Bieter ohne Genehmigung die Möglichkeit hat, im Rahmen der Ausschreibung ein auch die Verpflichtungserklärung berücksichtigendes Gebot abzugeben.

Zu § 47 (Planfeststellungsverfahren)

Zu Absatz 1

Absatz 1 entspricht § 4 Absatz 1 der Seeanlagenverordnung. Zur besseren Übersichtlichkeit wurde die Aufzählung der Angaben durchnummeriert. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden. Ergänzt wurde der Nachweis über die Erteilung eines Zuschlags bei Windenergieanlagen auf See in Nummer 1; ein weiterer Ausdruck der Verzahnung von Zulassungsrecht und Ausschreibungen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entspricht § 4 Absatz 2 der Seeanlagenverordnung.

Zu Absatz 3

Absatz 3 entspricht § 4 Absatz 3 der Seeanlagenverordnung.

Zu § 48 (Planfeststellungsbeschluss, Plangenehmigung)

Zu Absatz 1

Absatz 1 entspricht § 5 Absatz 1 der Seeanlagenverordnung.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entspricht § 5 Absatz 2 der Seeanlagenverordnung.

Zu Absatz 3

Absatz 3 entspricht § 5 Absatz 3 der Seeanlagenverordnung.

Zu Absatz 4

Absatz 4 greift § 5 Absatz 6 der Seeanlagenverordnung auf und nennt damit Kriterien, die vorliegen müssen, damit der Plan festgestellt werden darf. Sie entsprechen den Belangen, die schon bei den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans und bei der Eignungsprüfung in der Voruntersuchung von Flächen maßgeblich sind und im Planfeststellungsverfahren für ein konkretes Vorhaben spezifisch beurteilt werden müssen. Im Übrigen hat das BSH – was den Charakter der Planfeststellung generell ausmacht – die verschiedenen öffentlichen und privaten Belange gegeneinander abzuwägen. Ein wesentlicher Belang, der in diese Abwägung einzubeziehenn ist, ist die Fischerei, einschließlich der marinen Aquakultur.

Zu Nummer 1

Nach Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 darf ein Plan nur festgestellt werden, wenn die Meeresumwelt nicht gefährdet wird. Dies entspricht § 5 Absatz 6 Nummer 2 der Seeanlagenverordnung.

Zu Nummer 2

Absatz 4 Satz 1 Nummer 2 übernimmt die erste Variante aus § 5 Absatz 6 Nummer 1 der Seeanlagenverordnung .

Zu Nummer 3

Satz 1 Nummer 3 übernimmt die zweite Variante aus § 5 Absatz 6 Nummer 1 der Seeanlagenverordnung.

Zu Nummer 4

Nach Absatz 4 Satz 1 Nummer 4 muss die Vereinbarkeit mit bergrechtlichen Aktivitäten gegeben sein. Bergrechtliche Aktivitäten liegen in der Regel nur dann vor, wenn nach dem jeweiligen Zulassungsrecht eine tatsächlich genutzte Zulassung zum Abbau von Rohstoffen an bestimmten Stellen besteht. Dagegen begründet das bloße Bestehen von großflächigen Aufsuchungserlaubnissen oder Bewilligungen üblicherweise keine vorrangige bergrechtliche Aktivität.

Zu Nummer 5

Nach Absatz 4 Satz 1 Nummer 5 muss die Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Leitungen gegeben sein.

Zu Nummer 6

Nach Absatz 4 Satz 1 Nummer 6 muss die Vereinbarkeit mit Standorten von Konverter- und Umspannanlagen gegeben sein.

Zu Nummer 7

Mit der Regelung in Nummer 7 wird das Erfordernis, eine Verpflichtungserklärung nach § 66 Absatz 2 abzugeben, zu einer materiellen Voraussetzung für die Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses bzw. der Plangenehmigung, wenn sich der Plan auf Windenergieanlagen auf See bezieht. Dadurch soll sichergestellt werden, dass kein Planfeststellungsbeschluss bzw. keine Plangenehmigung für Windenergieanlagen auf See erteilt wird, ohne dass die entsprechende Verpflichtungserklärung abgegeben wurde. Erklärender wird regelmäßig der Vorhabenträger sein, da die Anlagen zu diesem Verfahrenszeitpunkt noch nicht vorhanden sind. Gehen Eigentum oder Besitz an den Anlagen später auf einen Dritten über, muss dieser nach Nummer 7 in Verbindung mit § 66 Absatz 2 Satz 2 WindSeeG unverzüglich eine entsprechende Erklärung abgeben, damit die Voraussetzung nach Nummer 7 für die Zulassung der Anlagen weiterhin erfüllt ist.

Zu Nummer 8

Absatz 4 Nummer 8 entspricht § 5 Absatz 6 Nummer 3 der Seeanlagenverordnung. Über die in den vorigen Nummern genannten Anforderungen hinaus müssen andere Anforderungen nach diesem Gesetz und sonstige öffentlich-rechtlichen Bestimmungen eingehalten sein, damit der Plan festgestellt werden darf.

Absatz 4 Satz 2 ist neu gegenüber der Seeanlagenverordnung. Die Regelung dient der Verzahnung des Zulassungsrechts mit den Ausschreibungen: künftig darf ein Plan für Windenergieanlagen auf See nur festgestellt werden, wenn der Vorhabenträger Inhaber eines Zuschlags ist. Nur Vorhaben, die sich in einer Ausschreibung durchgesetzt haben, sollen realisiert werden dürfen. Der Zuschlag muss sich daher auch auf die Fläche beziehen, auf der das Vorhaben geplant ist. Zugleich muss nach Satz 3 bei einem Zuschlag nach § 23 beachtet werden, dass im Rahmen der Voruntersuchung in der Regel die Belange nach den Nummern 2 bis 4 abschließend geprüft wurden und festgestellt wurde, dass sie der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See nicht entgegenstehen (ggf. unter gewissen Vorgaben für spätere Vorhaben, s. § 12 Absatz 5). Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens erfolgt eine Prüfung dann nur, soweit gegenüber der Voruntersuchung der Fläche zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen der bei der Voruntersuchung erfolgten Prüfung erforderlich sind. Dies kann sich vor allem aus der konkreten Ausgestaltung des Vorhabens ergeben: Die Voruntersuchung prüft die Eignung der Fläche, das genaue Vorhaben steht zum Zeitpunkt der Voruntersuchung noch nicht fest.

Zu Absatz 5

Absatz 5 entspricht weitgehend § 5 Absatz 4 der Seeanlagenverordnung. Nicht übernommen ist § 5 Absatz 4 Nummer 1 der Seeanlagenverordnung. Die Fristen zur Errichtung und zum Betrieb des Vorhabens ergeben sich aus den Realisierungsfristen nach § 59 WindSeeG, die Konsequenzen ihrer Nichteinhaltung aus den §§ 60 und 64 WindSeeG.

Zu Nummer 1

Absatz 5 Satz 1 Nummer 1 entspricht § 5 Absatz 4 Nummer 2 der Seeanlagenverordnung.

Zu Nummer 2

Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 entspricht § 5 Absatz 4 Nummer 3 der Seeanlagenverordnung.

Absatz 5 Satz 2 enthält die Bekanntmachung der Aufhebung von Planfeststellungsbeschlüssen, entsprechend § 5 Absatz 5 der Seeanlagenverordnung.

Absatz 5 Satz 3 entspricht § 5 Absatz 4 Satz 2 der Seeanlagenverordnung.

Zu Absatz 6

Absatz 6 regelt, wann an Stelle eines Planfeststellungsbeschlusses eine Plangenehmigung erteilt werden kann.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 ist dies möglich, wenn auf einer Fläche für das Vorhaben früher bereits ein Plan festgestellt wurde, der inzwischen aber unwirksam geworden ist. Das gilt nur für Pläne, die sich auf Flächen beziehen, die im zentralen Modell erneut ausgeschrieben und bezuschlagt worden sind.

Zu Nummer 2

Außerdem ist eine Plangenehmigung statt eines Planfeststellungsbeschlusses nach Nummer 2 möglich, wenn die Voraussetzungen des § 74 Absatz 6 Satz 1 VwVfG vorliegen.

Zu Absatz 7

Eine Besonderheit der Nutzung der Windenergie auf See ist, dass Windenergieanlagen auf See zumeist in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland errichtet werden. In der ausschließlichen Wirtschaftszone kann kein Grundeigentum erworben werden. Die Windenergieanlagen auf See werden deshalb anders als an Land nicht auf privatem Grund errichtet. Vielmehr wird den Betreibern der Windenergieanlagen auf See lediglich vorübergehend die Nutzung von bestimmten Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See gestattet.

Damit soll aber nicht abschließend und für alle Zeit in der Zukunft über die Nutzungsart, die Nutzungsbedingungen und den Nutzungsberechtigten für bestimmte Flächen entschieden werden. Vielmehr behält sich der Staat das Recht vor, nach dem Ende der jetzt gestatteten Nutzung die relevanten Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone zu einem anderen Zweck, zu anderen Bedingungen oder durch einen anderen Berechtigten zu nutzen (Nachnutzung). § 8 Absatz 3 WindSeeG regelt dazu, welche Nachnutzungsmöglichkeiten im Flächenentwicklungsplan vorgesehen werden können. Der Gesetzgeber kann diese natürlich jederzeit weiter konkretisieren oder andere Nachnutzungen vorsehen.

Absatz 7 schafft gemeinsam mit § 24 Absatz 2 und § 37 Absatz 2 WindSeeG die Voraussetzungen für die praktische Umsetzung der Nachnutzung entsprechend den Vorgaben des Flächenentwicklungsplans nach § 8 Absatz 3 WindSeeG oder einer noch zu erlassenden gesetzlichen Regelung. Satz 1 regelt, dass Planfeststellungsbeschlüsse oder Plangenehmigungen für Windenergieanlagen auf See nur befristet erteilt werden dürfen. Nach Satz 2 richtet sich die Befristung nach der Dauer des Zahlungsanspruchs nach EEG 2016. Diese beträgt nach § 25 Absatz 1 Satz 1 EEG 2016 zurzeit 20 Jahre. Die Frist beginnt grundsätzlich mit Inbetriebnahme der jeweiligen Windenergieanlage auf See, frühestens aber in dem Jahr, in dem die Inbetriebnahme vorgesehen ist, s. § 24 Absatz 1 Nummer 2 und § 37 Absatz 1 Nummer 2.

Durch die Befristung des Planfeststellungsbeschlusses oder der Plangenehmigung wird sichergestellt, dass der bezuschlagte Bieter nicht darauf vertrauen kann, dass er für unbeschränkte Zeit auf der jeweiligen Fläche Windenergieanlagen auf See betreiben kann. Mit dem Zuschlag in der Ausschreibung erhält er lediglich zeitlich beschränkte Rechte (vgl. dazu auch § 24 Absatz 2 und § 37 Absatz 2 WindSeeG). Er muss von vornherein in seine Kalkulation einstellen, dass er die Flächen nach Ablauf der Förderdauer bzw. der Befristung voraussichtlich nicht mehr nutzen darf. Mit der Befristungsregelung wird zudem eine gängige Praxis des BSH aufgegriffen und gesetzlich geregelt. Die bisherigen Planfeststellungsbeschlüsse und Genehmigungen sind in der Regel befristet.

Die Befristungsregelung darf nicht durch eine Verlängerung der Frist oder einen neuen Planfeststellungsbeschluss oder eine neue Plangenehmigung für eine bestehende Windenergieanlage auf See auf der bezuschlagten Fläche umgangen werden.

Eine Fristverlängerung ist nach Satz 2 nur dann möglich, wenn der Flächenentwicklungsplan eine Nachnutzung nach § 8 Absatz 3 nicht direkt im Anschluss an die Frist vorsieht. In dieser Konstellation ist ein Weiterbetrieb bis zu dem Zeitpunkt, ab dem der Flächenentwicklungsplan die Nachnutzung vorsieht, ggf. sinnvoll. Grundsätzlich dient die Befristung der Genehmigung dazu, möglichst viele fachplanerische Gestaltungsmöglichkeiten nach Ende des Anspruchs auf die Marktprämie zu eröffnen. Hierzu gehört auch, dass der Flächenentwicklungsplan mehrere bereits für die Stromerzeugung aus Windenergie auf See genutzte Flächen gemeinsam für eine Nachnutzung insgesamt vorsehen kann. Erfolgt die bisherige Nutzung durch verschiedene Betreiber auf der Grundlage

unterschiedlich lang befristeter Planfeststellungsbeschlüsse, kann durch die Verlängerung einzelner Fristen insgesamt ein Gleichlauf der Befristungen erreicht werden.

Zu Absatz 8

Nach Absatz 8 ist § 15 Absatz 2 Satz 3 BNatschG mit einer Maßgabe anzuwenden: Ersetzt ist eine Beeinträchtigung, wenn und sobald die beeinträchtigten Funktionen des Naturhaushalts in dem betroffenen Naturraum oder, falls dies nicht möglich ist, in einem benachbarten Naturraum in gleichwertiger Weise hergestellt sind und das Landschaftsbild landschaftsgerecht neu gestaltet ist.

Damit wird es bei Eingriffen durch den Betrieb und die Errichtung von Einrichtungen nach dem WindSeeG ermöglicht, Beeinträchtigung von Natur und Landschaft ggf. in einem benachbarten Naturraum zu ersetzen. Nach § 15 Absatz 2 Satz 3 BNatSchG können Ersatzmaßnahmen zur Kompensation von Eingriffen in Natur und Landschaft lediglich im jeweils betroffenen Naturraum vorgenommen werden. § 48 Absatz 8 WindSeeG eröffnet die Möglichkeit, bei Eingriffen im Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone Ersatzmaßnahmen auch im benachbarten Naturraum durchzuführen. Dabei erfasst der Begriff des benachbarten Naturraums die unmittelbar an die Ausschließliche Wirtschaftszone angrenzenden Naturräume, namentlich das Küstenmeer und den Festlandsockel. Ziel des § 48 Absatz 8 WindSeeG ist, das Spektrum der Realkompensation zu erweitern, wobei Ersatzmaßnahmen im benachbarten Naturraum nur zulässig sind, wenn Ersatzmaßnahmen im betroffenen Naturraum ausscheiden.

Zu § 49 (Vorläufige Anordnung)

§ 49 WindSeeG regelt den Erlass vorläufiger Anordnungen, in der Teilmaßnahmen zur Vorbereitung der Errichtung festgesetzt werden. Er kann erfolgen, wenn es Gründe des Wohls der Allgemeinheit erfordern. Dies können neben den genannten Gründen der effizienten Netznutzung beispielsweise auch solche der rechtzeitigen Netzanbindung sein.

Von der Möglichkeit der vorläufigen Anordnung ist insofern zurückhaltend Gebrauch zu machen, als sie nicht zu einer Aushöhlung des weiterhin durchzuführenden Planfeststellungsverfahrens führen darf.

Zu § 50 (Einvernehmensregelung)

§ 50 WindSeeG übernimmt § 8 der Seeanlagenverordnung zum Einvernehmen mit der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt.

Zu § 51 (Umweltverträglichkeitsprüfung)

§ 51 WindSeeG regelt, in welchen Fällen die Umweltverträglichkeitsprüfung auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen beschränkt werden kann. Dies ist zum einen möglich, wenn in der Flächenentwicklungsplanung bereits eine Strategische Umweltprüfung durchgeführt wurde; und zum anderen, wenn eine Windenergieanlage auf See in einem Cluster, der im Bundesfachplan Offshore festgelegt wurde, oder in einem Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet eines Raumordnungsplans liegt. Auch im Fall der Lage in einem Cluster oder Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet ist eine Strategische Umweltprüfung bereits erfolgt, nämlich bei der Festlegung des Clusters bzw. des Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiets. Daher kann auch hier bei der Umweltverträglichkeitsprüfung abgeschichtet werden. Diese Konstellation ist relevant für Vorhaben, die in den Ausschreibungen der Übergangsphase einen Zuschlag erhalten haben und noch keinen Planfeststellungsbeschluss haben. Bei ihnen kann sich der Plan auf Flächen beziehen, die nicht voruntersucht sind, die aber in einem Cluster oder einem Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet liegen.

Zu § 52 (Veränderungssperre)

§ 52 WindSeeG übernimmt § 10 der Seeanlagenverordnung für Einrichtungen im Sinn dieses Gesetzes.

Zu § 53 (Sicherheitszonen)

§ 53 WindSeeG übernimmt § 11 der Seeanlagenverordnung für Einrichtungen im Sinn dieses Gesetzes.

Zu § 54 (Bekanntmachung der Einrichtungen und ihrer Sicherheitszonen)

§ 52 WindSeeG entspricht § 12 der Seeanlagenverordnung.

Zu Abschnitt 2 (Errichtung, Betrieb und Beseitigung von Einrichtungen)

Zu Unterabschnitt 1 (Allgemeine Bestimmungen)

Zu § 55 (Pflichten der verantwortlichen Personen)

§ 55 WindSeeG übernimmt mit Satz 1 mit redaktionellen Anpassungen § 14 der Seeanlagenverordnung und ergänzt in Satz 2 eine Meldepflicht im Fall abweichender Zustände.

Zu § 56 (Verantwortliche Personen)

§ 56 WindSeeG übernimmt § 15 der Seeanlagenverordnung. Die Regelung in Absatz 3, dass verantwortliche Personen in erforderlicher Zahl bestellt werden müssen, soll – wie schon § 15 Absatz 3 der Seeanlagenverordnung – sicherstellen, dass die tatsächlich entscheidungsbefugten Personen auch gesetzlich eine besondere Verantwortung tragen. Absatz 1 Nummer 3 schließt daher in der Regel alle diejenigen Personen ein, die mit Blick auf die Schutzgüter des Gesetzes eigenständig Entscheidungen von einiger Tragweite treffen können oder durch die abgeschiedene räumliche Lage der Einrichtungen vor Ort eigene (Not-)Entscheidungsfunktionen wahrnehmen.

Die in § 56 geregelte Verantwortung besteht gegenüber dem BSH als Genehmigungsbehörde. Die ordnungs- und strafrechtliche Verantwortung besteht unabhängig hiervon.

Zu § 57 (Überwachung der Einrichtungen)

§ 57 WindSeeG übernimmt § 16 der Seeanlagenverordnung mit redaktionellen Anpassungen.

Zu § 58 (Beseitigung der Einrichtungen, Sicherheitsleistung)

§ 58 WindSeeG übernimmt weitgehend § 13 der Seeanlagenverordnung. Zur Klarstellung heißt es nun „Unwirksamkeit des Planes", nicht mehr Außerkrafttreten. Dadurch wird deutlich, dass die Beseitigungspflicht immer besteht, wenn der Plan entfällt, sei es durch Widerruf, durch Ablauf der Befristung oder als Folge der Unwirksamkeit eines Zuschlags nach § 64.

Zudem ergänzt § 58 WindSeeG den bisherigen § 13 der Seeanlagenverordnung um einen neuen Absatz 4, der im Fall der Anordnung einer Sicherheit regelt, dass beim Übergang eines Planfeststellungsbeschlusses oder einer Plangenehmigung auf einen neuen Vorhabenträger der vorherige Vorhabenträger so lange zur Beseitigung verpflichtet ist, bis der neue Vorhabenträger eine geeignete Sicherheit gestellt hat. Das BSH muss die Geeignetheit der Sicherheit des neuen Vorhabenträgers feststellen.

Zu Unterabschnitt 2 (Besondere Bestimmungen für Windenergieanlagen auf See)

Unterabschnitt 2 enthält Bestimmungen, die nur für Windenergieanlagen auf See gelten, nicht für sonstige Einrichtungen im Sinn dieses Gesetzes wie Anlagen zur Übertragung des Stroms. Sie ergeben sich aus dem Zusammenspiel zwischen Ausschreibungsrecht und Ausschreibungen.

Zu § 59 (Realisierungsfristen)

§ 59 WindSeeG legt die Realisierungsfristen fest, also die Fristen, die für die Errichtung und die Inbetriebnahme bezuschlagter Windenergieanlagen auf See maßgeblich sind. Ihre Nichteinhaltung zieht Pönalen oder den Verlust des Zuschlags nach sich. Sie dienen daher dazu, den angestrebten Ausbau der Windenergie auf See tatsächlich umzusetzen, und zwar in dem Tempo, das die Ausschreibungen vorgeben.

Zu Absatz 1

Absatz 1 Satz 1 bestimmt den Grundsatz, dass die Realisierungsfristen für Windenergieanlagen in Abhängigkeit vom Zuschlag und von den Fertigstellungsterminen für die Offshore-Anbindungsleitung bestimmt werden, mit der ihre Anbindung erfolgen soll. Letzteres ist Ausdruck des Gesetzesziels, eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten und Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See zu planen, zu errichten, in Betrieb zu nehmen und zu nutzen. Der Gleichlauf wird dadurch hergestellt, dass die Realisierungsfristen für die Windenergieanlagen mit den Fertigstellungsterminen der Offshore-Anbindungsleitungen verknüpft sind. Zudem ist in einem Fall die Frist abhängig vom Zuschlag, da er ebenfalls ein wichtiger „Taktgeber" für die Errichtung der Windenergieanlagen auf See ist, insbesondere im Hinblick auf das sich daran anschließende Planfeststellungsverfahren.

Nach Satz 2 bestimmen sich die Fertigstellungstermine nach dem in § 17d Absatz 2 EnWG festgelegten Verfahren. Dieses Verfahren beruht seinerseits auf den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans, insbesondere der Festlegung des Jahres, in dem die bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, sowie dem tatsächlichen zeitlichen Verlauf der Voruntersuchung der Flächen und der Ausschreibungen. Auch hier greifen die Regelungen so ineinander, dass der Gleichlauf von Offshore-Anbindungsleitungen mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See erreicht wird.

Im Fall einer bis zur Konverterplattform schon vorhandenen Offshore-Anbindungsleitung in der Nordsee bezieht sich der jeweilige Fertigstellungstermin auf die Herstellung des Netzanschlusses des Windparks über die Drehstromverbindung vom Windpark zur entsprechenden Konverterplattform, die ihrerseits schon über eine bestehende HGÜ-Leitung mit einem Netzverknüpfungspunkt an Land verbunden ist.

Dabei gilt generell, dass ein bezuschlagter Bieter sein Vorhaben innerhalb von 48 Monaten ab dem Zeitpunkt verwirklichen muss, zu dem der Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 9 EnWG verbindlich wird. Nach § 17d Absatz 2 Satz 9 wird der Fertigstellungstermin 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung verbindlich. Bei planmäßigem Verlauf der Fertigstellung der Anbindungsleitung hat also der bezuschlagte Bieter eineinhalb Jahre (18 Monate) nach Fertigstellung der Leitung Zeit, den Windpark abschließend zu realisieren. Im Fall einer bis zur Konverterplattform schon vorhandenen Offshore-Anbindungsleitung hat der bezuschlagte Bieter eineinhalb Jahre (18 Monate) nach Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung zur Herstellung des Netzanschlusses Zeit, den Windpark abschließend zu realisieren.

Nach § 17d Absatz 2 Satz 5 EnWG muss der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber mit dem bezuschlagten Bieter einen Realisierungsfahrplan abstimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlage auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält. Dabei sind die Realisierungsfristen dieses Gesetzes zu berücksichtigen. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber und der bezuschlagte Bieter haben sich regelmäßig über den Fortschritt bei der Errichtung der Windenergieanlage auf See und der Herstellung des Netzanschlusses zu unterrichten; mögliche Verzögerungen oder Abweichungen vom Realisierungsfahrplan müssen sie sich gegenseitig unverzüglich mitteilen. Dieser Abstimmung kommt im zentralen Modell besondere Bedeutung zu, nur so kann die im Flächenentwicklungsplan, der Reihenfolge der Voruntersuchung und der Ausschreibung angelegte Gleichlauf der Errichtung von Anlagen und Leitungen konsequent praktisch umgesetzt werden. Der Flächenentwicklungsplan legt dabei das Jahr fest, in dem der Windpark in Betrieb gehen und die Offshore-Anbindungsleitung für diesen Windpark fertiggestellt sein sollen. Die Festlegung und Erreichung des genauen Zeitpunkts in diesem Jahr erfolgt in Abstimmung von Übertragungsnetz- und Windparkbetreiber.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt mehrere Zwischenschritte, die bis zum Abschluss der Realisierung eingehalten werden müssen, und wann und wie ihre Erfüllung gegenüber dem BSH und der BNetzA belegt werden muss. Diese Realisierungsfristen entsprechen teilweise denjenigen, die bisher erreicht werden mussten, damit nicht nach § 17d Absatz 6 Satz 3EnWG a.F. die zugewiesene Kapazität entzogen wurde. Die zugehörige Festlegung der BNetzA, BK 6-13-001, kann insoweit ergänzend herangezogen werden.

Die Zwischenschritte bilden zugleich das Gerüst für die Konsequenzen, die bei der Nichteinhaltung der Realisierungsfristen eintreten, s. unten zu Widerruf von Zuschlägen und Pönalen.

Zu Nummer 1

Der erste Zwischenschritt besteht darin, dass der Bieter die Unterlagen über den Plan beim BSH einreicht, die für die Durchführung des Anhörungsverfahrens erforderlich sind. Das Planfeststellungsverfahren muss also betrieben werden. Das muss innerhalb von 12 Monaten nach Zuschlagserteilung geschehen. Dieser Zwischenschritt ist noch nicht in Anhängigkeit vom verbindlichen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung bestimmt, da dieser sich unter Umständen erst parallel klärt bzw. erst später verbindlich wird.

In der Übergangsphase ist dieser Zwischenschritt vor allem bedeutsam für diejenigen bestehenden Projekte, die noch nicht über einen Planfeststellungsbeschluss oder eine Genehmigung verfügen. Sämtliche bestehenden Projekte – auch solche, die bereits über einen Planfeststellungsbeschluss oder eine Genehmigung verfügen – sollten

sich aber nach dem Zuschlag mit dem BSH in Verbindung setzen, um sicherzustellen, dass das Verwaltungsverfahren betrieben wird und welche weiteren Schritte ggf. nötig sind. Gerade bei Vorhaben, die im ersten Gebotstermin einen Zuschlag erhalten haben – nach § 34 ggf. in geringerem Umfang, als das Vorhaben bisher umfasst – und erst im letzten Jahr der Übergangsphase in Betrieb genommen werden sollen, mag im Hinblick auf den relativ langen Zeitraum zwischen Zuschlag und Realisierung Flexibilität gefragt sein, welche Unterlagen zwölf Monate nach dem Zuschlag bereits erforderlich sind. Das BSH wird hier im Rahmen des zulassungsrechtlichen Verfahrens mögliche Flexibilität ausschöpfen.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 besteht der zweite Zwischenschritt darin, dass der bezuschlagte Bieter gegenüber der BNetzA den Nachweis über eine bestehende Finanzierung erbringt. Sie muss die gesamte bezuschlagte Gebotsmenge erfassen. Der Nachweis erfolgt über verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der für die Windenergieanlagen vorgesehenen Umspannanlage und der parkinternen Verkabelung. Der Nachweis kann auch durch die Vorlage eines Vertragswerks (EPC) über die genannten Komponenten erbracht werden, sofern das Vertragswerk die geforderte Verbindlichkeit aufweist.

Die Verträge sind verbindlich im Sinn dieses Gesetzes, wenn sie keine auf eine Investitionsentscheidung des Betreibers der Windenergieanlagen auf See oder eines externen Kapitalgebers bezogene aufschiebende Bedingung und kein auf die Investitionsentscheidung des Betreibers der Windenergieanlagen auf See oder eines externen Kapitalgebers bezogenes Rücktrittsrecht enthalten.

Der Nachweis über die bestehende Finanzierung muss spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin erfolgen.

Zu Nummer 3

Nummer 3 legt den dritten Zwischenschritt fest, der spätestens drei Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA nachzuweisen ist: es muss mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See begonnen worden sein.

Errichtungsbeginn im Sinn der Nummer 3 ist der Zeitpunkt, an dem per Baustellentagesbericht die Verschiffung des ersten Fundamentes bzw. der ersten Gründungselemente für Offshore-Windenergieanlagen oder der Umspannplattform an den in der öffentlich-rechtlichen Zulassung vorgesehenen Bauplatz stattgefunden hat. Damit knüpft der Termin an objektive Umstände an, was den betroffenen Betreibern ein hohes Maß an Sicherheit verschafft.

Die Einrichtung, Kennzeichnung und Veröffentlichung der Baustelle für die Windenergieanlagen auf See oder das Ausbringen des Kolkschutzes reichen als Errichtungsbeginn nicht aus. Diese relativ wenig aufwendigen Tätigkeiten genügen nicht, um die ernsthafte Absicht des Betreibers, nun tatsächlich mit der Errichtung der Windenergieanlage auf See zu beginnen, ausreichend zu belegen.

Zu Nummer 4

Als weiteren notwendigen Zwischenschritt legt Nummer 4 fest, dass die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See hergestellt worden ist. Dies ist innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA nachzuweisen.

Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft im Sinn dieses Gesetzes ist der Zeitpunkt, ab dem die Einspeisung der Windenergieanlage nicht mehr von einer dem Herrschaftsbereich des Betreibers der Windenergieanlage auf See zuzurechnenden Handlung abhängt. Insbesondere muss die Windenergieanlage vollständig errichtet, die Verkabelung zwischen Windenergieanlage und Umspannanlage vollständig abgeschlossen und die Umspannanlage für den Einzug des Exportkabels des Übertragungsnetzbetreibers bereit sein. Soweit für die Einspeisung noch Arbeiten erforderlich sind, die aus technischen Gründen erst nach Herstellung des Netzanschlusses möglich sind, steht dies der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlage auf See nicht entgegen.

Zu Nummer 5

Schließlich muss nach Nummer 5 innerhalb von 18 Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA nachgewiesen werden, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt worden ist.

Für die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft gilt das oben zu Nummer 4 Gesagte.

Für die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt präzisiert Nummer 5, dass diese Anforderung erfüllt ist, wenn die installierte Leistung der technisch betriebsbereiten Anlagen mindestens zu 95 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge entspricht. Bei der installierten Leistung wird nicht zwischen Anlagen mit ggf. verschiedenen anzulegenden Werten o.ä. unterschieden. Falls etwa Prototypen Teil der Gebotsmenge sind, wird auch die installierte Leistung der Prototypen für das Erreichen dieses Meilensteins angerechnet.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 muss das BSH der BNetzA auf Verlangen mitteilen, ob die zur Durchführung des Anhörungsverfahrens erforderlichen Unterlagen eingereicht worden sind. Da die BNetzA über den Widerruf eines Zuschlags entscheidet, wenn gegen die Realisierungsfrist verstoßen wird, s. unten § 60 WindSeeG, sie selbst aber die Unterlagen nicht erhält und die Erforderlichkeit nicht beurteilen kann, ist nach Satz 2 die entsprechende Mitteilung des BSH verbindlich für die Entscheidung über einen Widerruf.

Zu § 60 (Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen)

§ 60 WindSeeG regelt die Sanktionen für den Fall der Nichteinhaltung der Realisierungsfristen. Die Sanktionen sind Pönalen (Absätze 1 und 2), sowie der Widerruf des Zuschlags (Absatz 3).

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt die allgemeine Pflicht zur Pönale, wenn gegen die Realisierungsfristen verstoßen wird, vgl. § 55 EEG 2016. Solche Pönalen sind im EEG 2016 für die Ausschreibungen bei Windenergie an Land und Photovoltaik ebenfalls vorgesehen. Auf die dortige Begründung zu Zweck und Wirkweise von Pönalen wird insoweit verwiesen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die jeweilige Höhe der Pönalen für Verstöße gegen die verschiedenen Realisierungsfristen nach § 59 Absatz 2 WindSeeG, und zwar als Anteil der zu leistenden Sicherheit. Die Höhe der Pönalen regelt das WindSeeG speziell für Wind auf See. Im Übrigen ist für Pönalen, insbesondere die praktische Abwicklung, § 55 EEG 2016 – im zentralen Modell und der Übergangsphase – ergänzend heranzuziehen, da das WindSeeG hierfür keine spezielle Regelung enthält.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 ist eine Pönale in voller Höhe der zu leistenden Sicherheit zu leisten, wenn beim BSH nicht rechtzeitig nach§ 59 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 WindSeeG die erforderlichen Unterlagen zur Durchführung eines Anhörungsverfahrens eingereicht werden.

Zu Nummer 2

Eine Pönale in Höhe von 30 Prozent der zu leistenden Sicherheit ist nach Nummer 2 zu leisten, wenn nicht rechtzeitig nach § 59 Absatz 2 Nummer 2 WindSeeG nachgewiesen wurde, dass eine Finanzierung besteht.

Zu Nummer 3

Eine Pönale in Höhe von 70 Prozent der zu leistenden Sicherheit ist nach Nummer 3 zu leisten, wenn nicht rechtzeitig nach § 59 Absatz 2 Nummer 3 WindSeeG nachgewiesen wurde, dass mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See begonnen wurde.

Zu Nummer 4

Nach Nummer 4 ist eine Pönale zu leisten, wenn nicht rechtzeitig nach § 59 Absatz 2 Nummer 4 WindSeeG nachgewiesen wurde, dass die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlagen auf See hergestellt wurde, und zwar in Höhe von 1/12 der verbleibenden zu leistenden Sicherheit für jeden Monat, in dem nicht die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See hergestellt worden ist.

„Verbleibend“ bezieht sich darauf, dass ggf. nach den vorigen Nummern zu leistende Pönalen von der ursprünglich zu leistenden Sicherheit abgezogen werden, um die Höhe der ggf. weiteren Pönalen nach Nummer 4 zu berechnen.

Zu Nummer 5

Nach Nummer 5 ist eine Pönale zu leisten, wenn nicht rechtzeitig nach § 59 Absatz 2 Nummer 5 WindSeeG nachgewiesen wurde, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt wurde, und zwar in der Höhe, die sich ergibt, wenn der Betrag der verbleibenden zu leistenden Sicherheit multipliziert wird mit dem Quotienten aus der installierten Leistung der nicht betriebsbereiten Windenergieanlagen und der bezuschlagten Gebotsmenge.

Zu Absatz 3

Absatz 3 Satz 1 regelt in den Nummern 1 bis 3 die Fälle, in denen ein Widerruf erfolgen muss. Dies sind Fälle der Nicht-Einhaltung bestimmter Realisierungsfristen nach § 59 Absatz 2 WindSeeG. Wenn mit einer plangemäßen Errichtung des Windparks nicht zu rechnen ist, weil die Zwischenschritte dafür nicht eingehalten werden, muss ein Widerruf erfolgen, da sonst der Ausbau von Windenergieanlagen auf See nicht wie angestrebt und erwartet erfolgt.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 muss der Zuschlag widerrufen werden, wenn die für die Durchführung des Anhörungsverfahrens erforderlichen Unterlagen nicht rechtzeitig beim BSH eingereicht werden.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 muss der Zuschlag widerrufen werden, wenn der Nachweis über eine bestehende Finanzierung gegenüber der BNetzA nicht rechtzeitig erbracht wird.

Zu Nummer 3

Nach Nummer 3 muss der Zuschlag widerrufen werden, wenn gegenüber der BNetzA nicht rechtzeitig der Nachweis erbracht wird, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt worden ist.

Satz 2 regelt den Umfang des Widerrufs für den Fall, dass nicht rechtzeitig der Nachweis erbracht wird, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt worden ist. Hier erfolgt der Widerruf nur soweit, wie die installierte Leistung der betriebsbereiten Windenergieanlagen auf See die bezuschlagte Gebotsmenge unterschreitet. Wird z. B. die technische Betriebsbereitschaft nur rechtzeitig hergestellt für Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung, die 80 Prozent der Gebotsmenge entspricht, wird der Zuschlag für die übrigen 20 Prozent der installierten Leistung widerrufen.

Zu § 61 (Ausnahmen von den Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen)

§ 61 WindSeeG regelt Fälle, in denen ausnahmsweise keine Pönalen zu leisten sind und kein Widerruf von Zuschlägen erfolgt, obwohl Fristen nach § 59 Absatz 2 nicht eingehalten wurden.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 müssen Pönalen nicht geleistet werden und dürfen Zuschläge nicht widerrufen werden, wenn der Bieter ohne eigenes Verschulden verhindert war, die betreffende Realisierungsfrist einzuhalten (Nummer 1) und es nach den Umständen des Einzelfalles überwiegend wahrscheinlich ist, dass der Bieter mit Wegfall des Hinderungsgrundes willens und wirtschaftlich und technisch in der Lage ist, die Windenergieanlagen auf See zügig zu errichten (Nummer 2).

Für das Verschulden nach Absatz 1 Nummer 1 wird dem Bieter das Verschulden sämtlicher von ihm im Zusammenhang mit der Realisierung der Windenergieanlagen auf See beauftragten Personen zugerechnet, ebenso das Verschulden von unterbeauftragten Personen. Dies kann auch weiterer Personen in einer ganzen Beauftragungskette betreffen.

Absatz 1 Nummer 2 greift den Grundsatz auf, dass das Ausschreibungssystem auf möglichst hohe Realisierungsraten abzielt. Ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass es noch zu einer zügigen Errichtung der Anlagen kommt,

bleibt der Zuschlag bestehen. So lässt sich das allgemeine Ausbauziel regelmäßig einfacher erreichen, als wenn der Zuschlag entfallen würde, die zu installierende Leistung erneut ausgeschrieben und durch einen neuen Vorhabenträger realisiert werden müsste.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 wird vermutet, dass der Verstoß gegen die Realisierungsfrist auf einem Verschulden des Bieters oder auf dem Verschulden der von ihm im Zusammenhang mit der Realisierung der Windenergieanlagen auf See beauftragten Personen beruht. Die Beweislast, dass kein Verschulden vorlag, trägt damit der Bieter.

Zu Absatz 3

Zu Nummer 1

Nach Absatz 3 Nummer 1 muss die BNetzA auf Antrag feststellen, dass die Voraussetzungen dafür vorliegen, dass keine Pönale geleistet werden muss und der Zuschlag nicht widerrufen werden darf.

Zu Nummer 2

Nach Absatz 3 Nummer 2 muss die BNetzA auf Antrag die Realisierungsfristen im erforderlichen Umfang verlängern.

Zu § 62 (Rückgabe von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen)

§ 62 WindSeeG regelt die Rückgabe von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen. Danach ist eine Rückgabe grundsätzlich nicht erlaubt (Absatz 1), es sei denn, es liegen die Voraussetzungen dafür vor, dass der Bieter ausnahmsweise einen Zuschlag zurückgeben darf (Absatz 2).

Zu Absatz 1

Absatz 1 regelt den Grundsatz, dass ein Bieter einen Zuschlag oder einen Planfeststellungsbeschluss nicht zurückgeben darf. Damit soll sichergestellt werden, dass das Vorhaben im dem nach dem Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Zeitplan realisiert wird. Könnte der Bieter den Zuschlag (gegen Strafzahlung) zurückgeben, müsste die Fläche neu ausgeschrieben und bezuschlagt werden. Das bedeutet in der Regel den Verlust mehrerer Jahre bis ein Vorhaben auf der Fläche realisiert werden kann. Das ist mit dem Ziel eines stetigen und geplanten Ausbaus der Nutzung der Windenergie auf See nicht vereinbar. Deshalb wird die Rückgabe ausgeschlossen. Der bezuschlagte Bieter hat aber die Möglichkeit, das Vorhaben auf eine andere Person zu übertragen, s. § 63 Absatz 1 WindSeeG.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 Satz 1 kann der Bieter den Zuschlag ausnahmsweise vor Ablauf der Frist zur Erbringung des Nachweises über eine bestehende Finanzierung zurückgeben. Eine Pönale muss er dann nicht leisten. Die Rückgabemöglichkeit besteht aber nur, wenn sich im Planfeststellungsverfahren, in einem Verfahren zum Erhalt von Freigaben nach § 48 Absatz 2 Satz 2 WindSeeG oder bei Errichtung der Windenergieanlagen auf See herausstellt, dass die in Nummer 1 oder Nummer 2 genannten Voraussetzungen vorliegen. Die Rückgabe erfolgt durch eine unbedingte und der Schriftform genügende Rückgabeerklärung gegenüber der BNetzA.

Zu Nummer 1

Die Voraussetzung nach Nummer 1 ist, dass sich Feststellungen in den Unterlagen der für die Voruntersuchung zuständigen Stelle zur Voruntersuchung von Flächen als unzutreffend herausstellen und dadurch die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Windenergieanlagen auf See in erheblichem Umfang beeinträchtigt wird.

Zu Nummer 2

Die Voraussetzung nach Nummer 2 – Nummer 2 ist alternativ zu Nummer 1 – ist, dass der Errichtung der Windenergieanlagen auf See ein Hindernis rechtlicher oder tatsächlicher Art entgegensteht, das bis zu diesem Zeitpunkt nicht erkennbar war und das durch Anpassung der Planung nicht beseitigt werden kann oder dessen Beseitigung dem Bieter unter Berücksichtigung der Kosten der Anpassung nicht zumutbar ist.

Nach Satz 2 stellt die für die Voruntersuchung zuständige Stelle bzw. das BSH auf Antrag des Bieters fest, dass die Voraussetzungen dafür vorliegen, dass der Zuschlag ohne Pflicht zur Pönale zurückgegeben werden kann. Im Fall der Nummer 1 handelt es sich um die Unterlagen aus der Voruntersuchung, die die für die Voruntersuchung

zuständige Stelle erstellt hat; deswegen muss sie das Vorliegen der Voraussetzungen feststellen. Die Feststellung für die Voraussetzungen nach Nummer 2 ist durch das BSH zu treffen, weil es um Voraussetzungen geht, die sich erst in einem genehmigungsrechtlichen Verfahren beim BSH herausstellen.

Entscheidet sich der bezuschlagte Bieter, von der Rückgabemöglichkeit keinen Gebrauch zu machen, obwohl die Voraussetzungen nach Nummer 1 oder Nummer 2 vorliegen, ist die Geltendmachung etwaigen Schadensersatzes auf Grund der Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit in erheblichen Umfang oder auf Grund der unter Berücksichtigung der Kosten nicht zumutbaren Anpassung der Planung ausgeschlossen. Mit der Rückgabemöglichkeit in den beschriebenen Ausnahmefällen ist sichergestellt, dass dem Bieter kein Projekt aufgezwungen werden kann, das sich aus den genannten Gründen entgegen der ursprünglichen Kalkulation des Gebots im Nachhinein als unwirtschaftlich erweist. Er hat dann nur die Möglichkeit, das Projekt nicht umzusetzen. Die Möglichkeit einer Umsetzung mit nachträglicher Anpassung des bezuschlagten anzulegenden Wertes bzw. eine indirekte „Korrektur“ durch die Geltendmachung von Schadensersatz ist nicht vorgesehen.

Zu § 63 (Übergang von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen)

§ 63 regelt den Übergang, also die Übertragung und die Rechtsnachfolge, von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 dürfen Zuschläge nicht auf Anlagen auf anderen Flächen übertragen werden. Dies entspricht der Regelung im EEG 2016 für Windenergie an Land und Photovoltaik, wonach eine Übertragung auf Zuschlage auf anderen Anlagen ausgeschlossen ist.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 Satz 1 sind Zuschläge unbeschadet des Absatzes 1 auf andere Personen übertragbar, sie können also an eine andere Person weitergegeben werden, so dass ein Wechsel des Zuschlagsinhabers erfolgen kann. Ebenso gelten sie nach Absatz 2 Satz 2 für und gegen einen Rechtsnachfolger des bezuschlagten Bieters, sie können also auch im Wege der Rechtsnachfolge auf eine andere Person übergehen. Dabei gehen immer alle Rechtsfolgen des Zuschlags gesammelt über. Eine Übertragung einzelner Rechtsfolgen auf unterschiedliche Personen ist nicht möglich.

Absatz 2 Satz 3 ist Ausdruck des Grundgedankens dieses Gesetzes, dass Ausschreibungssystematik und Zulassungsrecht miteinander verzahnt werden: Geht der Zuschlag auf eine andere Person über – sei es im Wege der Übertragung, sei es im Wege der Rechtsnachfolge –, folgt ein bereits erteilter Planfeststellungsbeschluss oder eine bereits erteilte Plangenehmigung automatisch nach und geht ebenfalls auf den neuen Zuschlagsinhaber über.

Damit liegt dann auch ein Übergang eines Planfeststellungsbeschlusses bzw. einer Plangenehmigung vor, auf den § 58 Absatz 4 WindSeeG anzuwenden ist, d.h. soweit die Planfeststellungsbehörde eine Sicherheit nach § 58 Absatz 3 WindSeeG angeordnet hat, bleibt der ursprüngliche Vorhabenträger so lange zur Beseitigung verpflichtet, wie nicht der andere Vorhabenträger, auf den der Planfeststellungsbeschlusses bzw. die Plangenehmigung übergeht, eine Sicherheit erbracht und die Planfeststellungsbehörde deren Geeignetheit festgestellt hat.

Zu Absatz 3

Absatz 3 sieht dieselbe Verzahnung in der spiegelbildlichen Situation vor: Wird ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung für Windenergieanlagen auf See übertragen – dass dies möglich ist, regelt § 56 Absatz 5 WindSeeG –, folgt der entsprechende Zuschlag automatisch nach und geht ebenfalls auf den neuen Inhaber über. Dabei wird klargestellt, dass sämtliche Rechtsfolgen des Zuschlags mit übergehen, eine Aufteilung der Rechtsfolgen des Zuschlags ist auch hier ausgeschlossen.

Zu Absatz 4

Nach Absatz 4 müssen die personelle Übertragung oder die Rechtsnachfolge für einen Zuschlag oder einen Planfeststellungsbeschluss bzw. eine Plangenehmigung angezeigt werden. Eine entsprechende Regelung für die Übertragung von Planfeststellungsbeschlüssen und Plangenehmigungen enthält § 56 Absatz 4 WindSeeG, der die Anzeige der Übertragung gegenüber dem BSH vorsieht. Im Fall eines Übergangs nach § 63 WindSeeG muss die Anzeige zusätzlich auch gegenüber der BNetzA als der Behörde, die den Zuschlag erteilt, und gegenüber dem

anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Für den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber ist es wichtig, jederzeit zu wissen, wer den Anspruch auf die Marktprämie hat und die Kapazität auf der Offshore-Anbindungsleitung nutzen darf.

Zu Absatz 5

Absatz 5 entspricht der Bestimmung zu Windenergieanlagen an Land in § 36e Absatz 2 EEG 2016. Danach ist eine Änderung der Genehmigung auch nach Zuschlagerteilung ohne Verlust des Vergütungsanspruchs möglich. Der Umfang des Zuschlags, also die installierte Leistung, für die der Zuschlag erteilt wurde, bleibt unverändert. Änderungen der Gesamtleistung in einem größeren Umfang liegen also in der Risikosphäre des Bieters.

Zu § 64 (Rechtsfolgen der Unwirksamkeit von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen)

Absatz 1 regelt die Rechtsfolgen der Unwirksamkeit von Zuschlägen (Absatz 1) und der Unwirksamkeit von Planfeststellungsbeschlüssen (Absatz 2).

Zu Absatz 1

§ 64 WindSeeG Absatz 1 regelt die Rechtsfolgen der Unwirksamkeit eines Zuschlags, z. B. aufgrund Widerrufs nach § 60 oder der Rückgabe eines Zuschlags nach § 62 WindSeeG. Ob der Zuschlag unwirksam ist, richtet sich nach dem allgemeinen Verwaltungsverfahrensrecht (§ 43 VwVfG). Absatz 1 greift alle relevanten Rechtsfolgen des Zuschlags auf (vgl. § 24 und § 37 WindSeeG) und stellt klar, dass bei Unwirksamkeit des Zuschlags sämtliche Rechtsfolgen entfallen.

Nach Nummer 1 verliert der bezuschlagte Bieter im zentralen Modell (§ 24 WindSeeG) das ausschließliche Recht, für die im Zuschlag bezeichnete Fläche ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen.

Zudem ist in Nummer 1 für alle denkbaren Konstellationen ausdrücklich geregelt, dass im Fall der Unwirksamkeit des Zuschlags erteilte Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen ebenfalls unwirksam werden bzw. die entsprechenden Verwaltungsverfahren zu beenden sind. Dies ist Ausdruck der Verzahnung des Ausschreibungssystems mit dem Genehmigungsrecht, einem der Grundgedanken dieses Gesetzes: Wenn der Zuschlag unwirksam oder zurückgegeben wird – jeweils ganz oder teilweise –, wird ein für die betreffende Fläche ergangener Planfeststellungsbeschluss hinsichtlich der zu errichtenden und zu betreibenden Anlagen in dem gleichen Umfang unwirksam. Entsprechend wird auch geregelt, dass das Planfeststellungsverfahren beendet werden muss, wenn zum Zeitpunkt des Erlöschens des Zuschlags der Plan noch nicht festgestellt wurde. Die gesamte Ausschreibungssystematik funktioniert nur, wenn die Errichtung von Windenergieanlagen zwingend an den Zuschlag gebunden ist. Der Plan darf daher nur festgestellt bzw. genehmigt werden, wenn der Vorhabenträger über einen Zuschlag für die entsprechende Fläche verfügt, s. § 48 Absatz 4 Satz 2 WindSeeG. Es darf keine Planfeststellungsbeschlüsse oder -genehmigungen ohne Zuschlag geben. Konsequenterweise muss dann auch ein ergangener Planfeststellungsbeschluss bzw. eine erteilte Plangenehmigung entfallen, wenn der Zuschlag entfällt.

Nach Nummer 2 verliert der bezuschlagte Bieter den Anspruch auf die Marktprämie.

Nach Nummer 3 verliert er den Anspruch auf Anschluss und die zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der Offshore-Anbindungsleitung.

Die Rechtsfolgen nach § 64 WindSeeG treten ab dem Zeitpunkt der Unwirksamkeit des Zuschlags ein. Satz 2 stellt zudem klar, dass die Rechtsfolgen nur teilweise eintreten, wenn der Zuschlag nur teilweise unwirksam ist.

Zu Absatz 2

Absatz 2 betrifft die Unwirksamkeit von Planfeststellungsbeschlüssen bzw. Plangenehmigungen. Nicht ausdrücklich genannt ist die nach allgemeinem Verwaltungsverfahrensrecht selbstverständliche Rechtsfolge der Unwirksamkeit eines Planfeststellungsbeschlusses bzw. einer Plangenehmigung, nämlich dass sämtliche Rechtsfolgen entfallen (vgl. § 43 VwVfG). Absatz 2 regelt, dass im Fall der Unwirksamkeit eines Planfeststellungsbeschlusses oder einer Plangenehmigung zusätzlich zum Entfallen sämtlicher Rechtsfolgen ein für die betreffende Fläche erteilter Zuschlag ebenfalls in dem gleichen Umfang unwirksam wird.

Absatz 2 ist damit ein weiterer besonderer Ausdruck der Verzahnung von Genehmigungsrecht und Ausschreibungssystem. Er regelt die Konstellation, die gewissermaßen spiegelbildlich zu der des Absatzes 1 Nummer 1 ist: Bezuschlagte Windparks müssen für den Bau weiterhin ein Planfeststellungs- oder Genehmigungsverfahren durchlaufen. Dies gilt sowohl im zentralen Modell als auch im Übergangsmodell, sofern die Anlagen noch nicht

genehmigt worden sind. Ist das entsprechende Verfahren nicht erfolgreich oder entfällt der Beschluss bzw. die Genehmigung im Nachhinein, muss der Zuschlag entfallen. Denn ohne Planfeststellungsbeschluss oder Genehmigung ist eine Errichtung der betreffenden Windenergieanlagen zulassungsrechtlich ausgeschlossen. Der bezuschlagte Bieter darf dann auch kein Recht auf die Nutzung der Fläche, keinen Anspruch auf die Marktprämie und keine Kapazität behalten. Vielmehr muss die Fläche in das Ausschreibungssystem zurückkehren.

Nach Absatz 2 Nummer 1 wird der Zuschlag unwirksam, wenn das Planfeststellungsverfahren oder das Verfahren zur Genehmigung durch ablehnenden Bescheid beendet wurde. Nach Absatz 2 Nummer 2 entfällt der Zuschlag, wenn ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Genehmigung unwirksam wird.

Mit der Beendigung des Verfahrens oder der Unwirksamkeit des Beschlusses bzw. der Genehmigung wird der Zuschlag in gleichem Umfang ebenfalls unwirksam. Daraus folgt, dass nach Absatz 1 dann alle seine Rechtsfolgen nach § 24 WindSeeG oder § 37 WindSeeG entfallen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 Satz 1 regelt, dass im Fall eines unwirksamen Zuschlags das BSH die daraus folgende Unwirksamkeit des Planfeststellungsbeschlusses oder der Genehmigung oder die Beendigung des Planfeststellungsverfahrens oder des Genehmigungsverfahrens bekannt machen muss. Damit herrscht für die Beteiligten Klarheit über das Bestehen eines Planfeststellungsbeschlusses bzw. einer Genehmigung.

Nach Absatz 3 Satz 2 stellt im Fall eines unwirksamen Planfeststellungsbeschlusses bzw. einer unwirksamen Plangenehmigung die BNetzA den Umfang der daraus folgenden Unwirksamkeit des Zuschlags auf Antrag des Bieters durch Verwaltungsakt fest. Die Feststellung erfolgt auf Antrag des Bieters oder des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers Damit können alle Beteiligten Klarheit über das Bestehen eines Zuschlags erlangen.

Zu § 65 (Erstattung von Sicherheiten bei Realisierung oder Erfüllung von Pönalen)

§ 65 WindSeeG regelt in Ergänzung zu den §§ 25 und 38 WindSeeG die Erstattung von Sicherheiten an bezuschlagte Bieter bei Realisierung oder Pönale. In beiden Fällen hat die Sicherheit ihren Zweck erfüllt und wird nicht weiter benötigt.

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 gibt die BNetzA unverzüglich die hinterlegten Sicherheiten für ein bestimmtes Gebot zurück, wenn der Bieter den letzten Schritt der Realisierung nach § 59 Absatz 2 Nummer 5 WindSeeG nachgewiesen hat, die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 wird die Sicherheit außerdem zurückgegeben, wenn der Bieter für dieses Gebot eine etwaige Pönale geleistet hat.

Zu § 66 (Nachnutzung; Verpflichtungserklärung)

§ 66 WindSeeG ist Teil der Vorschriften, die die sog. Nachnutzung der bezuschlagten Flächen nach Ablauf der Dauer des Zahlungsanspruchs nach dem EEG 2016 regeln (vgl. § 8 Absatz 3, § 24 Absatz 2, § 37 Absatz 2 und § 48 Absatz 7 WindSeeG). Das WindSeeG gibt kein Konzept zur Nachnutzung der Flächen vor. Der Grund dafür ist im Wesentlichen, dass es im Moment nicht vorhersehbar ist, wie eine effiziente und damit volkswirtschaftlich sinnvolle Nachnutzung nach Ablauf des Anspruchs auf Marktprämie aussehen sollte. Für eine entsprechende Konzeption der Nachnutzung im WindSeeG fehlen noch wesentliche Informationen zu der Situation nach Ablauf der Dauer des Zahlungsanspruchs, etwa zum baulichen und technischen Zustand der Anlagen einschließlich der Fundamente und der Offshore-Anbindungsleitungen, zum Stand des Netzausbaus oder zum Stand von Speichertechnologien. Die Entscheidung zur Nachnutzung kann und wird der Gesetzgeber deshalb erst in der Zukunft treffen.

Das WindSeeG stellt zu diesem Zweck nur sicher, dass der Gesetzgeber eine entsprechende Regelung in der Zukunft treffen kann, ohne durch Vorfestlegungen beschränkt zu sein. Deshalb regeln insbesondere § 24 Absatz 2 und § 37 Absatz 2 WindSeeG, dass der bezuschlagte Bieter sämtliche Rechte, die aus dem Zuschlag folgen, nach Ablauf der Förderdauer von 20 Jahren wieder verliert. Das gilt für das ausschließliche Recht zur Durchführung eines Zulassungsverfahrens, den Anspruch auf die Marktprämie und den Anspruch auf Netzanschluss und die

zugewiesene Netzanbindungskapazität. Zusätzlich regelt § 58 WindSeeG, dass die Anlagen und die zugehörigen Einrichtungen beseitigt werden müssen, wenn der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung unwirksam werden. Eine entsprechende Beseitigungspflicht bei Unwirksamkeit der Zulassung gilt auch für die Anlagen, die nicht auf Grundlage des WindSeeG, sondern bereits davor auf Grundlage der Seeanlagenverordnung zugelassen wurden. Hierdurch wird nach Ablauf der Förderdauer wieder eine „weiße Fläche“ hergestellt, deren Nutzung der Gesetzgeber frei gestalten kann. Das ist nach dem WindSeeG der Regelfall.

Die (umfassende) Beseitigung der Anlagen kann allerdings volks- und betriebswirtschaftlich nachteilig sein. Dies kann insbesondere der Fall sein, wenn die Anlagen oder die zugehörigen Einrichtungen nach Ablauf der 20 Jahre noch ganz oder teilweise weiter genutzt werden können, d. h. technisch noch nutzbar sind und der Gesetzgeber weiter eine Nutzung der Fläche zur Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See anstrebt. In diesem Fall wäre es volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, dass die Anlagen zurückgebaut werden. Auch betriebswirtschaftlich wäre es aus Sicht des bezuschlagten Bieters vorteilhaft, die Rückbaukosten durch einen Weiterbetrieb (teilweise) einzusparen. Gleichzeitig kann aus oben besagten Gründen derzeit nicht über die Nachnutzung bzw. ihre konkrete Ausgestaltung in diesem Fall entschieden werden. Es kann lediglich dafür Vorsorge getroffen werden, dass der Gesetzgeber in diesem Fall für die Zwecke einer effizienten Nachnutzung auf die Anlagen zugreifen kann und bei der Ausgestaltung der Nachnutzung alle Gestaltungsmöglichkeiten ausschöpfen kann.

Mit den entsprechenden Regelungen im WindSeeG und insbesondere im § 66 WindSeeG wird im Ergebnis die Entscheidung über die Nachnutzung der Flächen gerade nicht präjudiziert. Vielmehr ermöglichen es die Regelungen im WindSeeG dem Gesetzgeber, ohne äußere Zwänge über die Nachnutzung zu entscheiden. Er kann die Fläche beispielsweise einer anderen Nutzung als der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See zuführen, er kann vorsehen, dass der bezuschlagte Bieter die Fläche weiter zum Betrieb der Windenergieanlagen nutzen darf (und falls ja, unter welchen Voraussetzungen, z. B. gegen Konzessionszahlungen), oder er kann vorsehen, dass in einer erneuten Ausschreibung ermittelt wird, wer die Fläche weiter für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See nutzen darf. Darüber entscheidet der Gesetzgeber in Zukunft, ohne durch die Vorgaben im WindSeeG und insbesondere in § 66 WindSeeG gebunden zu sein. Die Regelungen im WindSeeG und die nach § 66 Absaz 2 WindSeeG abzugebende Verpflichtungserklärung geben ihm vielmehr die Möglichkeit zur Entscheidung ohne Gefahr von Entschädigungsansprüchen aufgrund nationalen oder internationalen Rechts.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die bezuschlagten Bieter Eigentum zwar nicht am Grund und Boden in der ausschließlichen Wirtschaftszone, wohl aber an den Anlagen und zugehörigen Einrichtungen erlangen. Das stellt kein Problem dar, wenn der Gesetzgeber sich dafür entscheidet, dass der bezuschlagte Bieter selbst die Anlagen auch über die zwanzig Jahre hinaus betreiben kann bzw. darf und sie (zunächst) nicht beseitigen muss. Das ist dagegen problematisch, wenn sich der Gesetzgeber dazu entscheiden sollte, beispielsweise ein neues Ausschreibungsverfahren durchzuführen, an dem sowohl der bezuschlagte Bieter als auch Dritte teilnehmen können. Erhielte in diesem Fall ein Dritter den Zuschlag, müssten diesem Dritten die Anlagen und zugehörigen Einrichtungen für den Weiterbetrieb übereignet und herausgegeben werden. Ohne eine ausdrückliche Regelung hierzu im WindSeeG würde mit einer entsprechenden späteren gesetzlichen Regelung in das Eigentumsgrundrecht des bezuschlagten Bieters eingegriffen.

§ 66 Absatz 2 WindSeeG sieht daher vor, dass der bezuschlagte Bieter sich verpflichtet, die Anlagen und zugehörigen Einrichtungen entschädigungslos zu übereignen und herauszugeben. Angesichts dieser Verpflichtung bedeutet eine spätere gesetzliche Regelung, mit der diese Verpflichtung aktiviert wird, keinen Eingriff mehr in das Eigentumsgrundrecht des bezuschlagten Bieters. Der bezuschlagte Bieter wusste bereits vor Gebotsabgabe und erst Recht, bevor er sein Eigentum in die ausschließliche Wirtschaftszone verbracht hat, dass er es unter Umständen nach Ablauf der 20 Jahre an einen Dritten übertragen muss; hierzu hat er sich vorab verpflichtet. Wirtschaftliche Nachteile entstehen ihm dadurch nicht, da er diese Pflicht bei der Kalkulation seines Gebots einpreisen kann. Zudem erspart er sich für den Fall, dass die Verpflichtung aktiviert wird, die Beseitigungskosten, die er im Regelfall zu tragen hätte. Andererseits vermeidet die Regelung Diskussionen zur Höhe einer vermeintlich erforderlichen Entschädigung und ermöglicht es damit dem Gesetzgeber über die Nachnutzung zu entscheiden, ohne dass dem Stromverbraucher die Beteiligung an sehr hohen Entschädigungssummen drohte.

Absatz 1 stellt klar, dass eine gesetzliche Regelung abweichend von § 58 WindSeeG festlegen kann, dass Windenergieanlagen auf See und die zugehörigen Einrichtungen – das sind insbesondere die Umspannplattform und die Innerparkverkabelung – nicht oder nicht vollständig beseitigt werden müssen. Satz 1 regelt, dass bei einer entsprechenden gesetzlichen Regelung die Einrichtungen abweichend vom Regelfall des § 58 WindSeeG auch in

größerem Umfang oder sogar ganz auf der Fläche verbleiben können. Maßgeblich ist insofern, ob es für eine volkswirtschaftlich effiziente Nachnutzung erforderlich ist, dass die Anlagen (ganz oder teilweise) auf der Fläche verbleiben. Das kommt insbesondere dann in Betracht, wenn die Anlagen oder Teile davon noch funktionstüchtig sind und weiter genutzt werden können und sollen. Ob und in welchem Umfang die Einrichtungen beseitigt werden müssen, kann der Gesetzgeber erst entscheiden, wenn er über die Nachnutzung und ihre konkrete Ausgestaltung entschieden hat. Deshalb kann die zuständige Behörde über den Umfang der Rückbauverpflichtung nicht bei Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses, sondern erst später entscheiden. Dies entspricht der derzeitigen Praxis des BSH.

Satz 2 stellt klar, dass eine spätere gesetzliche Regelung für die Nachnutzung nach Ablauf der Förderdauer vorsehen kann, dass die Windenergieanlagen auf See und die zugehörigen Einrichtungen sowie bestimmte Informationen und Unterlagen herausgegeben und übereignet werden müssen.

Absatz 2 Satz 1 regelt die eigentliche Erklärung der Verpflichtung zur Übereignung und Herausgabe ohne Gegenleistung und ihre inhaltliche und formale Ausgestaltung. Dabei ist die Verpflichtung darauf gerichtet, dass sowohl die Anlagen und die zugehörigen Einrichtungen als auch die Informationen und Unterlagen ohne Anspruch auf eine Gegenleistung herausgegeben und übereignet werden. Die wirksame Erklärung dieser Verpflichtung ist nach § 48 Absatz 4 Nummer 7 materielle Voraussetzung für die Planfeststellung bzw. die Plangenehmigung. Satz 2 regelt den Fall, dass ein Dritter Eigentümer oder Besitzer ist oder wird. Dieser muss dann eine entsprechende Verpflichtungserklärung gegenüber der Planfeststellungsbehörde abgeben.

Zu § 67 (Nutzung von Unterlagen)

Zu Absatz 1

Absatz 1 legt fest, dass das BSH sämtliche im Rahmen eines Verfahrens vom Vorhabenträger eingereichten Unterlagen zur Aktualisierung und Ergänzung der Unterlagen für eine Voruntersuchung verwenden und im Falle eines weiteren Planfeststellungsverfahrens auf der betreffenden Fläche einem neuen Vorhabenträger zur Verfügung stellen kann. Dies gilt im Fall der Unwirksamkeit von Planfeststellungsbeschlüssen nach § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 WindSeeG, der Beendigung von Planfeststellungsverfahren oder Plangenehmigungsverfahren nach § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 WindSeeG oder der Aufhebung von Planfeststellungsbeschlüssen oder Plangenehmigungen nach § 48 Absatz 5 WindSeeG.

Die Einverständniserklärung des Vorhabenträgers zur Nutzung der Unterlagen ist Voraussetzung für die Teilnahme an einer Ausschreibung, s. § 20 Absatz 1 Nummer 1 WindSeeG.

Zu Absatz 2

Ebenso wie nach § 12 Absatz 7 WindSeeG die vom BSH als zuständiger Stelle bei der Voruntersuchung erstellten Unterlagen muss nach Absatz 2 das BSH auch Aktualisierungen und Ergänzungen dieser Unterlagen, die sich aus der Nutzung der Daten von Vorhabenträgern nach Absatz 1 ergeben, an die BNetzA übermitteln.

Zu Absatz 3

Absatz 3 schließt die Anwendung der Absätze 1 und 2 aus, soweit in den Unterlagen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse des Vorhabenträgers enthalten sind.

Zu Teil 5 (Besondere Bestimmungen für Prototypen)

Teil 5 regelt die Bestimmungen für Prototypen. Sie können einen Anspruch auf die Marktprämie haben, ohne dass dessen Höhe im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt wird, s. § 14 Absatz 2 WindSeeG.

Zu § 68 (Feststellung eines Prototypen)

6 WindSeeG. Um Planungs- und Rechtssicherheit für alle Beteiligten zu schaffen, stellt die BundesNetzA auf Antrag die Prototypeneigenschaft der betreffenden drei Windenergieanlagen auf See fest. Sie tut dies im Einvernehmen mit dem BSH, und zwar sowohl bei Anlagen in der ausschließlichen Wirtschaftszone als auch im Küstenmeer. Zudem kann sie weitere geeignete öffentliche Stellen oder private Gutachter oder Institutionen zur Beurteilung heranziehen, ob eine wesentliche technische Neuerung oder Weiterentwicklung vorliegt.

Die Nachweispflicht trifft denjenigen, der sich auf die Prototypeneigenschaft beruft. Nach Satz 2 müssen daher mit dem Antrag geeignete Unterlagen eingereicht werden, die die wesentlichen technischen Weiterentwicklungen oder Neuerungen belegen und dass es sich um die ersten drei Anlagen eines Typs handelt.

Zu § 69 (Zahlungsanspruch für Strom aus Prototypen)

Zu Absatz 1

Absatz 1 stellt klar, dass der Zahlungsanspruch für Prototypen nur nach Maßgabe der in den Absätzen 3 und 4 geregelten mengenmäßigen Beschränkungen besteht.

Zu Absatz 2

Absatz 2 legt die anzulegenden Werte für Prototypen gesetzlich fest, da diese ausnahmsweise nicht wettbewerblich ermittelt werden, s. oben

Zu Nummer 1

Für Prototypen, die in den Jahren 2021 bis 2024 in Betrieb genommen werden, entspricht der anzulegende Wert dem Höchstwert in den Ausschreibungen in der Übergangsphase, also 12 Cent/kWh. Für vorher in Betrieb genommene Windenergieanlagen gilt das für sie im EEG 2016 geregelte Vergütungsregime.

Zu Nummer 2

Für Prototypen, die ab dem Jahr 2025 in Betrieb genommen werden, ist der anzulegende Wert der Höchstwert für Ausschreibungen im zentralen Modell, der sich nach den Ausschreibungsergebnissen der Übergangsphase bemisst und durch Festlegung der BNetzA angepasst werden kann.

Zu Absatz 3

Entsprechend zur Regelung für Prototypen von Windenergieanlagen an Land begrenzt Absatz 3 die Ausnahmeregelung für Prototypen von Windenergieanlagen auf See auf 50 MW pro Jahr. Diese Prototypen müssen nach § 3 Absatz 2 Nummer 12 Buchstabe f Doppelbuchstabe bb der Anlagenregisterverordnung als solches im Register registriert werden, auf Grundlage der Feststellung ihrer Prototypeneigenschaft nach § 68 WindSeeG. Der Zahlungsanspruch besteht nur für die ersten 50 MW eines Jahres (sog. „Windhund-Prinzip“).

Zu Absatz 4

Werden in einem Jahr mehr als 50 MW Prototypen installiert, verschiebt sich nach Absatz 4 der Vergütungsbeginn für die zeitlich zuletzt in Betrieb genommenen Anlagen auf das folgende Kalenderjahr.

Zu § 70 (Netzanbindungskapazität; Zulassung, Errichtung, Betrieb und Beseitigung)

§ 70 WindSeeG stellt klar, dass die Ausnahme für Prototypen von der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung sich nur auf die wettbewerbliche Ermittlung der Anspruchsberechtigung und der Höhe des anzulegenden Wertes für den Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 bezieht. Die sonstigen Rechtsfolgen, die die Ausschreibungssystematik bei Windenergie auf See wegen der Besonderheit der Technologie an den Zuschlag knüpft, treten auch für Prototypen nur bei erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung ein.

Welche Netzanbindungskapazität und welche Fläche demzufolge für Prototypen genutzt werden können, ergibt sich aus Absatz 1 bzw. Absatz 2.

Zu Absatz 1

Absatz 1 Nummer 1 stellt klar, dass ein Prototyp Netzanbindungskapazität auf einer in der Übergangsphase oder im zentralen Modell zu errichtenden Offshore-Anbindungsleitung nur dann hat, wenn er Teil eines Windparks wird, für den ein Zuschlag besteht. Die installierte Leistung des Prototypen muss Teil der bezuschlagten Gebotsmenge sein, andernfalls ist auf der entsprechenden Offshore-Anbindungsleitung keine Kapazität für den Prototypen vorgesehen. Zusätzliche Offshore-Anbindungsleitungen werden weder in der Übergangsphase noch im zentralen Modell für Prototypen gebaut. Dies wäre mit der Ausschreibungssystematik und der ihr zukommenden Mengensteuerungsfunktion nicht vereinbar.

Netzanbindungskapazität auf einer bereits vorhandenen Offshore-Anbindungsleitung hat der Prototyp nach Absatz 1 Nummer 2 dann, wenn sein Betreiber über Netzanbindungskapazität auf dieser Leitung verfügt, weil er für

sie eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Kapazitätszuweisung nach § 17d Absatz 3 Satz 1 EnWG a.F. hat. Dies betrifft Fälle, wo in einen bereits bestehenden Windpark Prototypen hinzugebaut oder alte Windenergieanlagen eines bestehenden Windparks durch Prototypen ersetzt werden und ausreichend Kapazität für den Prototyp über die Anbindungsleitung, mit der der Windpark erschlossen ist, zur Verfügung steht. Auch hier gilt, dass keine zusätzlichen Offshore-Anbindungsleitungen für Prototypen gebaut werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 stellt klar, dass grundsätzlich die zulassungsrechtlichen Bestimmungen auch für Prototypen gelten.

Insbesondere hängt nach Absatz 1 Satz 1 auch die Zulassung des Prototypen grundsätzlich von einem Zuschlag ab, soweit dies nach § 48 Absatz 4 Satz 2 WindSeeG für Windenergieanlagen auf See vorgesehen ist. Demnach darf insbesondere der Plan nur festgestellt oder die Plangenehmigung nur erteilt werden, wenn der Vorhabenträger über einen Zuschlag der BNetzA auf der Fläche verfügt, auf der der Prototyp errichtet werden soll. Anders ist dies nur, wenn der Vorhabenträger bereits zugelassene Windenergieanlagen auf der Fläche, auf der der Prototyp errichtet werden soll, betreibt. Dies betrifft wiederum Fälle, wo in einen bereits bestehenden Windpark Prototypen hinzugebaut oder alte Windenergieanlagen eines bestehenden Windparks durch Prototypen ersetzt werden. Hier ist ausnahmsweise die Errichtung und der Betrieb von Prototypen auch ohne einen Zuschlag zulässig. Zusätzliche Flächen für Prototypen werden aber nicht erschlossen.

Die besonderen zulassungsrechtlichen Bestimmungen für Windenergieanlagen auf See nach Teil 4 Abschnitt 2 Unterabschnitt 2 sind nach Absatz 2 Satz 2 auf Prototypen nicht anzuwenden.

Zu Teil 6 (Sonstige Bestimmungen)

Zu § 71 (Verordnungsermächtigung)

§ 71 WindSeeG enthält eine Verordnungsermächtigung für das BMWi ohne Zustimmung des Bundesrates zur Voruntersuchung von Flächen und zu den Ausschreibungen sowohl in der Übergangsphase als auch im zentralen Modell. Zum Erlass einer Rechtsverordnung im Fall der Nummer 4 ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nur im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur ermächtigt.

Zu Nummer 1

Nummer 1 enthält die Verordnungsermächtigung zur Voruntersuchung von Flächen.

Zu Buchstabe a

Der Verordnungsgeber kann nach Buchstabe a weitere Untersuchungsgegenstände der Voruntersuchung festlegen.

Zu Buchstabe b

Er kann zudem nach Buchstabe b Anforderungen an den Umfang der in § 10 Absatz 1 WindSeeG genannten Untersuchungsgegenstände näher bestimmen.

Zu Buchstabe c

Nach Buchstabe c kann das BMWi durch Verordnung ergänzende Festlegungen dazu treffen, unter welchen Voraussetzungen bei der Voruntersuchung vermutet wird, dass der Stand von Wissenschaft und Technik eingehalten wurde.

Zu Buchstabe d

Buchstabe d ermöglicht es dem BMWi, Kriterien festzulegen, die bei der Bestimmung der installierten Leistung nach § 10 Absatz 3 WindSeeG und bei der Eignungsprüfung nach § 10 Absatz 2 WindSeeG zu berücksichtigen sind.

Zu Buchstabe e

Nach Buchstabe c kann der Verordnungsgeber das Verfahren zur Voruntersuchung abweichend von § 12 WindSeeG regeln.

Zu Nummer 2

Nummer 2 bezieht sich nur auf Ausschreibungen im zentralen Modell

Zu Buchstabe a

Nach Buchstabe a kann das BMWi durch Verordnung weitere Teilnahmevoraussetzungen an der Ausschreibung regeln. Die Doppelbuchstaben aa bis cc nennen hierfür nicht abschließend Beispiele.

Zu Doppelbuchstabe aa

Doppelbuchstabe aa ermöglicht es, Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer zu stellen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Nach Doppelbuchstabe bb können Anforderungen gestellt werden zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten, die von Teilnehmern an Ausschreibungen zu leisten sind, und die entsprechenden Regelungen zur teilweisen oder vollständigen Zurückzahlung dieser Sicherheiten. Zielrichtung dieser Festlegungen ist insbesondere, die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte zu erhöhen.

Zu Doppelbuchstabe cc

Doppelbuchstabe cc ermöglicht Festlegungen, wie Teilnehmer an den Ausschreibungen die Einhaltung der Anforderungen nach den Doppelbuchstaben aa und bb nachweisen müssen.

Zu Buchstabe b

In Buchstabe b wird der Verordnungsgeber ermächtigt, Mindestbeträge für den anzulegenden Wert festzulegen, der im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt wird. Daneben können Verfahrensfristen, die Anzahl der Ausschreibungsrunden, der Ablauf der Ausschreibungen, Formvorschriften und die notwendigen Unterlagen, die im Verfahren

Zu Buchstabe c

Nach Buchstabe c können Regelungen zu Preisbildung (z. B. „pay-as-bid"-Verfahren) und dem Ablauf der Ausschreibungen getroffen werden.

Zu Buchstabe d

Nach Buchstabe d können nähere Bestimmungen getroffen werden zu der Art, der Form und dem Inhalt der Zuschlagserteilung im Rahmen einer Ausschreibung und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung.

Zu Nummer 3

Nummer 3 enthält Verordnungsermächtigungen mit der Zielrichtung, die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte zu erhöhen. Dies betrifft sowohl die Übergangsphase als auch das zentrale Modell.

Zu Buchstabe a

Hierzu kann nach Buchstabe a der Verordnungsgeber die festgelegten Realisierungsfristen ändern und ergänzende Realisierungsfristen festlegen.

Zu Buchstabe b

Nach Buchstabe c können die Bestimmungen zu den Voraussetzungen eines Widerrufs bei Verstoß gegen die Realisierungsfristen angepasst oder ergänzt werden.

Zu Buchstabe c

Schließlich kann der Verordnungsgeber die Höhe der Pönalen bei Verstoß gegen Realisierungsfristen anpassen.

Zu Nummer 4

Nummer 4 enthält eine Verordnungsermächtigung für Regelungen darüber, der Hilfe welcher anderen Behörden sich das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie bei der Erfüllung seiner Aufgaben im Bereich der Voruntersuchung von Flächen und im Bereich von Planfeststellungsverfahren für Einrichtungen bedienen darf. Zum

Erlass einer Rechtsverordnung hierüber ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nur im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur ermächtigt.

Zu § 72 (Rechtsschutz bei Ausschreibungen für bestehende Projekte)

§ 72 WindSeeG erklärt für gerichtliche Rechtsbehelfe nach Durchführung eines Zuschlagsverfahrens § 83a EEG 2016 für entsprechend anwendbar. Damit sind gerichtliche Rechtsbehelfe gegen Zuschläge in der Übergangsphase nur mit dem Ziel zulässig, die BNetzA zur Erteilung eines Zuschlags zu verpflichten. Die Interessenlage ist in der Übergangsphase vergleichbar mit der bei Ausschreibungen für Wind an Land und Photovoltaik. Hier stehen Projekte auf unterschiedlichen Flächen miteinander im Wettbewerb um ein bestimmtes Ausschreibungsvolumen; die Flächen selbst sind nicht Gegenstand der Ausschreibung. Für Wind auf See in der Übergangsphase besteht gegenüber Wind an Land und PV nur die Besonderheit, dass der Zuschlag aufgrund des erfolgreichen Rechtsbehelfs nur für noch nicht bezuschlagte Flächen und für noch freie Anbindungskapazität erteilt werden kann. Der Bau einer neuen Offshore-Anbindungsleitung, nur um freie Kapazität für den Zuschlag zu schaffen, ist ausgeschlossen.

Anders ist dies dann bei Zuschlägen im zentralen Modell, wo die Interessenslage sich von der in der Übergangsphase unterscheidet: Hier stehen die Bieter im Wettbewerb um das Ausschreibungsvolumen auf einer ganz bestimmten Fläche. Damit liegt eine typische Konkurrentensituation vor – die bezuschlagte Fläche und die mit dem Zuschlag zugewiesene Netzanbindungskapazität werden durch den bezuschlagten Bieter „besetzt“, ein unterlegener Bieter kann sein Begehr (selbst auf der Fläche Windenergieanlagen zu errichten und den darin erzeugten Strom ins Netz einspeisen zu können) nur erreichen, wenn diese wieder „geräumt“ werden – und das dafür allgemein anerkannte Instrumentarium kann verwendet werden.

Unberührt bleibt von der Regelung des § 72 WindSeeG auch der Rechtsschutz gegen zulassungsrechtliche Verwaltungsakte des BSH. Wie schon bisher bei Planfeststellungsbeschlüssen und Genehmigungen nach der Seeanlagenverordnung gelten hier VwVfG und VwGO ohne Besonderheiten. Hier sind insbesondere Klagen Dritter denkbar, die sich durch die Nutzung der Fläche zur Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See nachteilig betroffen sehen. Den o.g. Rechtsschutz gegen Zuschläge ist dagegen für unterlegene Bieter bedeutsam.

Unberührt von der Regelung des § 72 zur Zuschlagserteilung in der Übergangsphase bleibt auch der Rechtsschutz gegen die Verordnungen zur Voruntersuchung im zentralen Modell (s. § 12 Absatz 5). Hierzu gelten die allgemeinen Regeln zum Rechtsschutz gegen Verordnungen.

Zu § 73 (Bekanntmachungen und Unterrichtungen)

Zu Nummer 1

Bekanntmachungen des BSH erfolgen nach Nummer 1 auf seiner Internetseite sowie in den Nachrichten für Seefahrer, der amtlichen Veröffentlichung des BSH für die Seeschifffahrt.

Zu Nummer 2

Bekanntmachungen der BNetzA erfolgen nach Nummer 2 auf ihrer Internetseite.

Zu § 74 (Verwaltungsvollstreckung)

§ 74 WindSeeG regelt zur Anwendung der zweiten Abschnitts des Verwaltungsvollstreckungsgesetzes bei Planfeststellungsbeschlüssen oder Plangenehmigungen, dass ein Zwangsgeld in Höhe von bis zu 500.000 Euro angeordnet werden kann.

Zu § 75 (Bußgeldvorschriften)

§ 75 führt einen Bußgeldtatbestand ein, der insbesondere das Nichteinhalten planfeststellungsrechtlicher Bestimmungen sanktioniert. Es hat sich in der Praxis gezeigt, dass der Gefahr begegnet werden muss, dass die Bautätigkeit ohne Vorliegen einer Zulassung begonnen wird.

Zu Absatz 1

Absatz 1 führt die bußgeldbewehrten Tatbestände im Einzelnen auf.

Zu Nummer 1

Nummer 1 betrifft die Errichtung, den Betrieb oder die wesentliche Änderung einer Anlage zur Erzeugung von Windenergie oder Übertragung von Strom ohne Planfeststellung. Dies beträfe – neben dem offensichtlichen Fall

der Errichtung von Fundamenten, ohne dass alle im Planfeststellungsbeschluss festgelegten Bedingungen erfüllt sind (etwa die vorbehaltenen Freigaben) – z. B. auch den Beginn der Verlegung eines Seekabels, die nachträgliche Errichtung von nicht vom Planfeststellungsbeschluss umfassten Wohncontainern auf Plattformen oder den dauerhaften Betrieb ohne die vorgeschriebenen Kennzeichnungen zur Sicherheit der Luftfahrt oder Seeschifffahrt.

Zu Nummer 2

Nummer 2 sanktioniert den Weiterbetrieb einer Anlage trotz Vorliegen einer aus öffentlichen Interessen erlassenen vollziehbaren Untersagung dessen nach § 57 Absatz 3 Satz 1 WindSeeG und den Weiterbetrieb und die Nichtbeseitigung der Anlage trotz Vorliegen einer entsprechenden vollziehbaren Untersagung wegen mangelnder Planfeststellung gemäß § 57 Absatz 4 Satz 2 WindSeeG.

Zu Absatz 2

Absatz 2 Satz 1 legt die Höchstgrenze für Geldbußen grundsätzlich auf 50 000 Euro fest. § 30 des Ordnungswidrigkeitengesetzes wird für anwendbar erklärt. Dadurch steigt die Höchstgrenze für Geldbußen auf 500 000 Euro, wenn solche gegen juristische Personen oder Personenvereinigungen verhängt werden. Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass es sich bei den Adressaten der verletzten Verpflichtungen vielfach um große Unternehmen handeln dürfte. Hiermit ist keinerlei Aussage dazu verbunden, ob die Verzehnfachung von Geldbußen gegen juristische Personen oder Personenvereinigungen, die durch die Anwendbarkeit von § 30 des Ordnungswidrigkeitengesetzes ermöglicht wird, bei Verstößen gegen ähnliche Vorschriften des Bau-, Raumordnungs- oder Umweltrecht sachgerecht und rechtlich möglich ist.

Die nach § 56 WindSeeG verantwortlichen Personen gehören zum Personenkreis nach § 30 Absatz 1 Nummer 5 des Ordnungswidrigkeitengesetzes.

Zu Absatz 3

Zuständig für die Verfolgung der Ordnungswidrigkeiten ist das BSH als zuständige Planfeststellungsbehörde.

Zu § 76 (Gebühren und Auslagen)

Nach § 76 werden Regelungen der Gebühren und Auslagen für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen von Einrichtungen des Bundes nach dem WindseeG und den darauf beruhenden Rechtsverordnungen auf das Bundesgebührengesetz und die auf dieser Grundlage zu erlassenden Besonderen Gebührenverordnungen des BMWi und des BMVI nach § 22 Absatz 4 BGebG gestützt. § 76 ist insofern deklaratorisch; er stellt klar, dass für Gebühren und Auslagen nicht ergänzend § 87 EEG 2016 zur Anwendung kommt. Des Weiteren wird durch die Präzisierung des Ermächtigungsadressaten nach § 22 Absatz 4 BGebG für den Rechtsanwender die Auffindbarkeit der Gebührenregelung erleichtert und damit für die notwendige Transparenz gesorgt.

Maßgeblich für die Zuordnung einer Gebührenregelung zur Zuständigkeit eines Bundes-ministeriums ist die Zuständigkeit des jeweiligen Ressorts für die Sachmaterie, der die Gebühr unterfällt. Demnach werden durch eine Besondere Gebührenverordnung des BMWi Gebühren nach dem WindSeeG für die Ausschreibungen durch die BNetzA geregelt, denn für die Sachmaterie der Ausschreibungen ist das BMWi zuständig. Für die Sachmaterie des Zulassungsrechts ist weiterhin das BMVI zuständig, daher verbleibt die gebührenrechtliche Zuständigkeit hierfür ebenso beim BMVI. Die Gebührenerhebung für zulassungsrechtliche Leistungen des BSH für die Errichtung und den Betrieb von Einrichtungen im Sinn des WindSeeG bleibt – wie schon für bisherige zulassungsrechtliche Leistungen nach der Seeanlagenverordnung – Aufgabe des BSH.

Die Gebührenerhebung zur Sachmaterie Ausschreibungen betrifft neu vor allem die individuell zurechenbaren öffentlichen Leistungen im Zusammenhang mit den Ausschreibungen, also die Zuschlagserteilung durch die BNetzA und im zentralen Modell die Voruntersuchungen. Da die Voruntersuchung mit dem Zuschlag dem bezuschlagten Bieter zugute kommt (s. § 24 Absatz 1 Nummer 1 WindSeeG), handelt es sich insoweit bei der Voruntersuchung um eine individuell zurechenbare öffentliche Leistung mit Außenwirkung im Sinn des Bundesgebührengesetzes, für die mit dem Zuschlag von der BNetzA Gebühren erhoben werden können.

Die Gebührentatbestände und die Gebührensätze, die auf Aufgaben im Zusammenhang mit den im WindSeeG neu eingeführten Ausschreibungen für Wind auf See zurückgehen, werden im Einzelnen in einer Besonderen Gebührenverordnung des BMWi festgelegt werden. Dies wird zunächst nur individuell zurechenbare öffentliche Leistungen der BNetzA für das Ausschreibungsverfahren im engeren Sinn betreffen, nämlich die Zuschlagsverfahren zu den Gebotsterminen der Übergangsphase ab 2017. Die Gebühren für die Voruntersuchung, die für die

Gebotstermine im zentralen Modell ab 2020 relevant werden, werden dann über eine spätere Änderung der Gebührenverordnung oder ggf. eine neue Verordnung erfasst werden.

Zu § 77 (Übergangsregelung für Veränderungssperren)

§ 76 WindSeeG trifft eine Übergangsbestimmung für Veränderungssperren, die aufgrund früherer Fassungen der Seeanlagenverordnung festgelegt und bekannt gemacht wurden.

Zu § 78 (Wahrnehmung von Aufgaben durch die Bundesnetzagentur)

§ 78 regelt das Verfahren und die Zuständigkeit innerhalb der BNetzA, wenn diese Aufgaben nach diesem Gesetz wahrnimmt.

Zu Absatz 1

Absatz 1 erklärt die Bestimmungen des Teils 8 EnWG mit einigen Ausnahmen für anwendbar.

Zu Absatz 2

Absatz 2 benennt entsprechend § 59 EnWG und § 85 EEG 2016 die Beschlusskammern als zuständig für Entscheidungen der BNetzA. Anders als in § 85 EEG 2016 wird im WindSeeG für die Entscheidungen bei Ausschreibungen gerade keine Ausnahme von diesem Grundsatz vorgesehen. Zuschlagserteilungen und andere mit der Ausschreibung verbundene Entscheidungen erfolgen für Wind auf See durch Beschlusskammern.

Zu § 79 (Fachaufsicht über das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie)

Zu Nummer 1

Nach Nummer 1 obliegt die Fachaufsicht über das BSH dem BMWi, soweit die Flächenentwicklungsplanung betroffen ist (Buchstabe a), ebenso soweit die Voruntersuchung von Flächen im zentralen Modell betroffen ist und das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die Voruntersuchung wahrnimmt (Buchstabe b) und für die zulassungsrechtlichen Bestimmungen im Falle von Anlagen zur Übertragung des Stroms aus Windenergieanlagen auf See (Buchstabe c).

Zu Nummer 2

Im Übrigen obliegt nach Nummer 2 die Fachaufsicht über das BSH dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).

Nach Satz 2 sind die Aufgaben der Rechts- und Fachaufsicht im Benehmen mit dem jeweils anderen Bundesministerium wahrzunehmen.

Zu Anlage (Anforderungen an Sicherheitsleistungen)

Die Anlage zu § 58 Absatz 3 WindSeeG entspricht dem Anhang zu § 13 Absatz 3 der Seeanlagenverordnung.

Zu Artikel 3 (Änderung der Verwaltungsgerichtsordnung)

Die neu eingefügte Nummer 4a in § 48 Absatz 1 Satz 1 Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) begründet die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts für sämtliche Streitigkeiten, die Planfeststellungsverfahren für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Einrichtungen nach § 44 Absatz 1 WindSeeG betreffen.

Die Regelung hat das Ziel, Anlagenbetreibern zügig Planungssicherheit zu gewähren. Durch die Konzentration der Tatsacheninstanz auf das Oberverwaltungsgericht wird die Gesamtdauer verwaltungsgerichtlicher Verfahren bis zum Abschluss der letzten Instanz verkürzt, ohne die Rechtsschutzgarantie nach Artikel 19 Absatz 4 Satz 1 des Grundgesetzes zu beeinträchtigen.

Da in § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 VwGO bereits die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts für sämtliche Streitigkeiten geregelt ist, die Planfeststellungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb von Seekabeln gemäß § 2 Absatz 1 in Verbindung mit § 1 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 der Seeanlagenverordnung betreffen, wird die neue Nummer wegen des thematischen Zusammenhangs direkt danach eingefügt.

Zu Artikel 4 (Änderung des Gesetzes über Umweltverträglichkeitsprüfung)

Die Ergänzung der Anlage 3 zum Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung ist eine Folgeänderung zur Einführung des Flächenentwicklungsplans nach § 5 WindSeeG.

Die Durchführung der Strategischen Umweltprüfung ist für ein solches Planungsverfahren auf Grund der Richtlinie 2001/42/EG unionsrechtlich geboten.

Außerdem wird die mit dem WindSeeG neu eingeführte Voruntersuchung von Flächen ebenfalls in die Anlage 3 aufgenommen. Die Durchführung der Strategischen Umweltprüfung hierfür ist ebenfalls unionsrechtlich geboten.

Zu Artikel 5 (Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen)

Zu Nummer 1

§ 47g des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen bestimmt die Bereiche, zu denen die Markttransparenzstellen für den Großhandel mit Strom und Gas und für Kraftstoffe Daten von den Marktakteuren anfordern kann. Die in Nummer 1 vorgesehene Änderung ist eine Folgeänderungen mit Blick auf die geänderte Paragrafenbezeichnung des EEG 2016.

Zu Nummer 2

Die in Nummer 2 vorgesehene Änderung ist eine Folgeänderung mit Blick auf die geänderte Paragrafenbezeichnung und die geänderte Nummerierung der Begriffsbestimmungen des EEG 2016.

Zu Artikel 6 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Änderung des Inhaltsverzeichnisses)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung der Neufassung von § 17d EnWG.

Zu Nummer 2 (§ 3 EnWG)

§ 3 Nummer 18b EnWG wird an die geänderte Nummerierung der Begriffsbestimmungen des EEG 2016 angepasst.

Zu Nummer 3 (§ 12b EnWG)

Mit dem neuen § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 7 EnWG werden Teile des bisherigen Offshore-Netzentwicklungsplans in den Netzentwicklungsplan überführt. So werden zum einen eine bessere Verzahnung des Ausbaus der Offshore-Anbindungsleitungen mit dem landseitigen Netz und zum anderen eine bessere Synchronisierung des Ausbaus der Windenergie auf See und der Offshore-Anbindungsleitungen im zentralen Zielsystem erzielt. Darüber hinaus wird die Transparenz der Netzentwicklungsplanung gestärkt, da ein konsolidierter Netzentwicklungsplan zum Ausbau der seeseitigen und der landseitigen Stromnetze von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegt wird.

Gemeinsam mit dem Flächenentwicklungsplan nach den §§ 5 ff. WindSeeG kommt dem Netzentwicklungsplan eine zentrale Steuerungsfunktion für die Planung der erforderlichen Netzanbindungskapazitäten für den Zeitraum ab dem Jahr 2025 zu. Beide Instrumente lösen den Offshore-Netzentwicklungsplan gemäß § 17b und 17c EnWG ab, der nach § 17b Absatz 5 EnWG ab dem Jahr 2018 nicht mehr vorzulegen ist. Der im Januar 2016 begonnene Prozess zur Entwicklung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 (Zieljahr) ist damit der letzte dieser Art.

Im Rahmen der Festlegungen zu den Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer wird der Flächenentwicklungsplan und nicht nur der Szenariorahmen zugrunde gelegt. Zwischen Flächenentwicklungsplan und Netzentwicklungsplan entsteht dadurch ein (zeitliches) Stufenverhältnis: Die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten Flächenentwicklungsplans bilden die entscheidende Einflussgröße für den bedarfsgerechten Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen.

Der Flächenentwicklungsplan trifft dabei die grundlegenden Entscheidungen, insbesondere darüber, wo und in welcher zeitlichen Reihenfolge Flächen voruntersucht und ausgeschrieben werden sollen. Gleichzeitig trifft er auch nach § 5 Absatz 1 Nummer 4 und Absatz 3 WindSeeG eine Entscheidung darüber, in welchem Kalenderjahr die jeweils entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden soll, um einen Gleichlauf zwischen Entwicklung der Windenergie auf See und deren Netzanbindung zu gewährleisten. Mit der Nennung des geplanten Fertigstellungstermins der Anbindungsleitung im Rahmen des Netzentwicklungsplans wird diese zeitliche Festlegung des Flächenentwicklungsplans nachvollzogen. Insofern handelt es sich hierbei nur um eine nachrichtliche Übernahme der Festlegung des Flächenentwicklungsplans.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen in diesem Rahmen den Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer bis zu den Netzverknüpfungspunkten an Land fest. Dies dient dem schrittweisen Ausbau eines effizienten Offshore-Netzes. Insofern übernimmt der Netzentwicklungsplan die Funktionen des bisherigen Offshore-Netzentwicklungsplans, soweit sie nicht im Flächenentwicklungsplan aufgegangen sind.

Um den Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen mit dem landseitigen Stromnetz besser zu verzahnen, werden auch alle wirksamen Maßnahmen zum Weitertransport des auf See erzeugten Stroms im Netzentwicklungsplan aufgeführt. Dies schließt insbesondere Maßnahmen an den Netzverknüpfungspunkten an Land sowie erforderliche Maßnahmen bei den Stromnetzen an Land ein.

Beim erstmaligen Aufstellungsprozess sowohl des Flächenentwicklungsplans als auch des Netzentwicklungsplans ist davon auszugehen, dass sich die Verfahren zeitlich teilweise überlappen. Die Übertragungsnetzbetreiber legen ihren Erstentwurf hierzu unter Zugrundelegung des Verfahrensstands bei der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans zum 10. Dezember 2018 vor. Der Flächenentwicklungsplan liegt spätestens bis zum 1. Januar 2019 vor. Der Netzentwicklungsplan wird spätestens zum 31. Dezember 2019 unter Zugrundelegung dieses Flächenentwicklungsplanes von der BNetzA bestätigt.

Zu Nummer 4 (§ 13 EnWG)

Zu Buchstabe a

Mit Buchstabe a wird Absatz 6a in § 13 EnWG eingefügt. Dieser eröffnet die Möglichkeit, auch zuschaltbare Lasten ins Netzengpassregime einzubinden. Im EnWG (§ 13 Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 4b) war bisher bereits grundsätzlich angelegt, dass zur Beseitigung von Netzengpässen Erzeugungsanlagen abgeregelt oder Lasten zugeschaltet werden können. Bisher wurden aber bei Netzengpässen nur Erzeugungsanlagen abgeregelt, da es bisher noch keinen klaren Rechtsrahmen und keine geeigneten Prozesse für die Zuschaltung von Lasten bei Engpässen gab. § 13 Absatz 6a EnWG sieht vor, zuschaltbare Lasten in das bestehende Redispatch-Regime bei Engpässen auf der Übertragungsnetzebene zu integrieren. Adressiert durch § 13 Absatz 6a EnWG wird aber nur die Wärmeversorgung bei bestehenden KWK-Anlagen. Ziel der Regelung ist es, die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt wird, zu reduzieren und die Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG zu reduzieren.

Hintergrund der Beschränkung auf die Lasten, die durch KWK-Anlagen versorgt werden, ist die doppelte Entlastungswirkungen, die bei der Heranziehung von KWK-Anlagen entsteht. Die Betreiber von KWK-Anlagen würden bei Abruf durch den Übertragungsnetzbetreiber ihre fossile Erzeugung in der KWK-Anlage herunterfahren und für die Wärmebereitstellung vorübergehend Strom nutzen (Power-to-Heat), den sie aus dem Netz beziehen. Der doppelte Entlastungseffekt ergibt sich demzufolge aus der Reduzierung der konventionellen Stromerzeugung und der gleichzeitigen Erhöhung der Last durch die vorübergehende Umstellung auf eine elektrische Wärmeversorgung.

Die Grundlage hierfür sollen nach § 13 Absatz 6a EnWG vertragliche Vereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern von KWK-Anlagen bilden.

Derzeit werden KWK-Anlagen im Rahmen des Netzengpassmanagements häufig nicht abgeregelt, da die Betreiber von KWK-Anlagen darauf verweisen, dass die Wärmeversorgung bei einer Abregelung der Wirkleitungseinspeisung durch den Netzbetreiber beeinträchtigt würde. Auf der Grundlage von § 13 Absatz 6a EnWG können die Übertragungsnetzbetreiber mit den KWK-Anlagenbetreibern vereinbaren, dass diese Anlagen im Rahmen des § 13 Absatz 1 Nummer 2 EnWG nachrangig gegenüber fossilen Kraftwerken, aber vorrangig gegenüber sonstigen KWK-Anlagen und Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden dürfen. Zur Aufrechterhaltung der Wärmversorgung können die Betreiber der KWK-Anlagen sich einen elektrischen Wärmeerzeuger anschaffen. Die Kosten dieses elektrischen Wärmeerzeugers können dann vom Netzbetreiber nach § 13 Absatz 6 Satz 2 Nummer 3 erstattet werden, soweit der elektrische Wärmeerzeuger für die Flexibilisierung der Last und die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage erforderlich ist. Hierdurch wird die notwendige technische Voraussetzung geschaffen, um die KWK-Anlage im Rahmen des Redispatch heranzuziehen.

Bei einem Engpass im Übertragungsnetz würde der Übertragungsnetzbetreiber zunächst im Rahmen des Redispatch die Abregelung der konventionellen Stromerzeugung (mit Ausnahme der Must-Run-Kraftwerke) veranlassen. Sofern diese Maßnahme zur Beseitigung des Netzengpasses nicht ausreicht, würde auf die KWK-Anlagen

zurückgegriffen, mit denen vertragliche Vereinbarungen auf der Grundlage des § 13 Absatz 6a EnWG geschlossen worden sind.

Die Stromerzeugung in KWK-Anlagen wird dann auf das Anfordern des Übertragungsnetzbetreibers abgeregelt und zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung, die aufgrund der Abregelung nicht mehr von der KWK-Anlage erfolgen kann, wird der elektrische Wärmeerzeuger (Power-to-Heat-Anlage) herangezogen. Der dafür benötigte Strom wird aus dem Netz bezogen. Für diesen Strom muss der Betreiber, wie jeder Letztverbraucher, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern zahlen. Um den Betreiber der KWK-Anlage aber nicht schlechter zu stellen als er ohne Abregelung stehen würde, erhält er seine zusätzlichen Kosten, die infolge der Abregelung entstehen, erstattet. Es gilt somit der in § 13a Absatz 2 Satz 1 EnWG für alle Anlagen im Redispatch aufgestellte Grundsatz, dass die Anlagenbetreiber finanziell so gestellt werden sollen als ob sie nicht abgeregelt worden wären. Dies bedeutet konkret, dass ihm insb. die entgangenen Erlösmöglichkeiten erstattet werden. Hiervon aber auch die vermiedenen Brennstoffkosten und sonstigen ersparten Erzeugungsaufwendungen bei der Kostenerstattung abgezogen werden. Die Kosten, die durch die elektrische Wärmeversorgung anfallen, werden ebenfalls erstattet, da der Betreiber der KWK-Anlage ansonsten die Wärme selbst ohne Abregelung in der KWK-Anlage produziert hätte. Dabei sind die Grundsätze für die Bestimmung der angemessenen Vergütung beim Redispatch nach § 13a Absatz 2 bis 4 EnWG heranzuziehen und zu beachten.

Voraussetzung für den Abschluss von vertraglichen Vereinbarungen nach § 13 Absatz 6a EnWG ist, dass die KWK-Anlage technisch geeignet ist, effizient den Netzengpass auf der Übertragungsnetzebene zu beseitigen. Der Übertragungsnetzbetreiber muss somit bei der Auswahl der KWK-Anlagen mit denen vertragliche Vereinbarungen geschlossen werden sollen, darauf achten, dass die KWK-Anlagen nach ihrer Größe und insbesondere ihrer Lage im Netz am effektivsten häufig auftretende Netzengpässe auf der Übertragungsnetzebene beseitigen können. Hierdurch soll die Menge an Strom, die zur Beseitigung des Netzengpasses abgeregelt werden muss, möglichst gering gehalten werden. Darüber hinaus beschränkt sich die Regelung auf bestehende KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung über 500 kW.

Satz 4 begrenzt die installierte elektrische Leistung der elektrischen Wärmeerzeuger, die nach Satz 2 Nummer 3 infolge von vertraglichen Vereinbarungen installiert werden kann, auf maximal 2 GW. Hierdurch werden zugleich die Kosten der Maßnahme begrenzt.

Zu Buchstabe b

Buchstabe b fügt § 13 EnWG den neuen **Absatz 10** an. Auf Basis der abgestimmten Eingangsparameter der Systemanalysen nach § 3 Absatz 2 Netzreserveverordnung soll zukünftig für die jeweils untersuchten Jahre eine Prognose des jährlichen Umfangs der Maßnahmen zur Netzengpassentlastung erfolgen, insbesondere des Redispatch und des Einspeisemanagements. Die Prognose muss eine Schätzung der voraussichtlichen Kosten enthalten. Die Methode zur Erstellung der Prognose soll im Vorfeld der Untersuchungen mit der BNetzA abgestimmt werden.

Zu Nummer 5 (§ 13i Absatz 4 EnWG)

Durch § 13i Absatz 4 Nummer 3 wird die Bundesregierung ermächtigt, eine Verordnung zu erlassen, durch die das Verfahren nach § 13 Absatz 6a EnWG geregelt und die Übertragungsnetzbetreiber in Netzausbauregionen zum Abschluss von vertraglichen Vereinbarungen verpflichtet werden können.

Zu Nummer 6 (§ 17a EnWG)

In § 17a EnWG wird der Verweis auf den Begriff Windenergieanlage auf See angepasst. Die Begriffsbestimmung findet sich nunmehr in § 3 Nummer 49 EEG 2016.

Der neue § 17a Absatz 7 EnWG regelt, dass ab dem 31. Dezember 2017 kein Bundesfachplan Offshore mehr erstellt wird. Dessen Inhalte werden für den Zeitraum ab 2025 in den Flächenentwicklungsplan nach den §§ 5 ff. WindSeeG überführt. Begonnene Verfahren werden zu Ende geführt.

Zu Nummer 7 (§ 17b EnWG)

Mit den Änderungen in § 17b EnWG werden die Änderungen durch die Umstellung auf Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See, die das WindSeeG trifft, für die Netzplanung nachvollzogen.

Vor dem Hintergrund des Ausbauziels für Windenergieanlagen auf See nach § 4 Nummer 2 EEG 2016 sowie der Ausbauziele des § 1 WindSeeG wird mit § 17b Absatz 1 Satz 3 und 4 EnWG beim Übergang zu Ausschreibungen bei der Förderung der erneuerbaren Energien zunächst der Offshore-Netzentwicklungsplan in die Lage versetzt, entsprechende Kapazitäten für Offshore-Anbindungsleitungen zu schaffen: Der Offshore-Netzentwicklungsplan ist das zentrale Element zur Planung der im Übergangssystem erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen. Um einen sog. „Fadenriss", das heißt einen Stillstand, beim Ausbau der Windenergie auf See in diesen Jahren zu verhindern, wird nach den Zielen des EEG 2016 und des WindSeeG die voraussichtliche Übererfüllung des Ausbaus der Windenergie auf See im Jahr 2020 um ca. 1.200 MW nicht sofort, sondern gleitend bis 2030 zurückgeführt. Damit alle bestehenden Projekte im Sinn des § 26 Absatz 2 WindSeeG sinnvoll an den Ausschreibungen in der Übergangsphase teilnehmen können, muss der Offshore-Netzentwicklungsplan entsprechende Offshore-Anbindungsleitungen vorsehen. Hierdurch dürfte im Vergleich zur bisherigen Rechtslage entsprechend ein zusätzlicher Ausbaubedarf für Offshore-Anbindungsleitungen im Übergangssystem entstehen.

Ausgehend von einem stetigen und kontinuierlichen Ausbau der Windenergie auf See im Übergangssystem würde auch der Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen schrittweise und kontinuierlich erfolgen. Dies bedeutet, dass den 2.920 MW Windenergie, die im Übergangssystem ausgeschrieben werden, für einen gleichberechtigten Wettbewerb unter den bestehenden Projekten im Sinn des § 26 Absatz 2 WindSeeG in den Ausschreibungen erforderliche Anbindungskapazitäten gegenüberstehen müssen. Zur Synchronisierungsaufgabe gehört zudem, dass soweit möglich die Zuschläge der Gebotstermine 2017 berücksichtigt werden müssen.

Daraus würde folgen, dass mit Fertigstellungsterminen in der Übergangsphase zunächst jeweils eine Offshore-Anbindungsleitung in der Nordsee nach Satz 4 erforderlich ist. Zu beachten ist hierbei aber auch die Möglichkeit nach § 17c Absatz 2 EnWG, nach dem zweiten Gebotstermin der Übergangsphase im Jahr 2017 eine bereits erfolgte Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans zu ändern, wenn die erteilten Zuschläge ergeben, dass eine Offshore-Anbindungsleitung nicht oder zu einem anderen Zeitpunkt erforderlich ist. Dies wird mit Blick auf den zeitlichen Vorlauf der Fertigstellung von Netzanbindungssystemen jedenfalls für eine Anbindungsleitung für das Jahr 2024 in Frage kommen. Um dem Ziel einer insgesamt preisgünstigen und effizienten Versorgung mit Strom zu dienen, muss im Rahmen der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans gleichzeitig auf eine effiziente Nutzung und Auslastung der vorzusehenden Leitungen geachtet werden.

Der Offshore-Netzentwicklungsplan steht hierbei insbesondere im Spannungsfeld zwi-schen möglichst weitgehendem Wettbewerb in der Übergangsphase und der Vermeidung eines Fadenrisses einerseits und einer möglichst weitgehenden Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen andererseits.

Im Rahmen der jetzt anlaufenden Konsultation der BNetzA zum Offshore-Netzentwicklungsplan mit dem Zieljahr 2025 wird dies im Vergleich auch zu den Regelungen vor dem EEG 2016 und dem WindSeeG dargelegt. Die Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 durch die Bundesnetzagentur nach § 17c EnWG erfolgt erst nach Inkrafttreten des EEG 2016 und des WindSeeG und auf Basis der dann geltenden Rechtslage.

§ 17b Absatz 3 EnWG sieht vor, dass der Offshore-Netzentwicklungsplan Festlegungen trifft, in welchem Umfang eine clusterübergreifende Anbindung von Windenergieanlagen auf See abweichend vom Grundsatz der clusterinternen Anbindung in Betracht kommt. Grundlage für diese Festlegungen sind die im Bundesfachplan Offshore getroffenen Festlegungen dazu, inwieweit dies fachplanerisch möglich ist. Eine ausnahmsweise clusterübergreifende Anbindung von Windenergieanlagen auf See ist allenfalls bei bestehenden Projekten im Übergangssystem möglich und auch nur dann, wenn sowohl der Bundesfachplan Offshore als auch der Offshore-Netzentwicklungsplan zu dem Ergebnis kommen, dass eine clusterübergreifende Anbindung des Projekts ausnahmsweise erfolgen kann und dies gemäß § 17d Absatz 3 EnWG für eine effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich ist.

§ 17b Absatz 5 EnWG regelt, dass die Übertragungsnetzbetreiber ab dem 1. Januar 2018 keinen Offshore-Netzentwicklungsplan mehr vorlegen. Dessen Inhalte werden für den Zeitraum ab 2025 in den Flächenentwicklungsplan nach den §§ 5 ff. WindSeeG und in den Netzentwicklungsplan nach den §§ 12b ff. EnWG überführt.

Im Übrigen handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 8 (§ 17c EnWG)

§ 17c Absatz 1 Satz 3 EnWG regelt, dass Maßnahmen im Offshore-Netzentwicklungsplan für den Zeitraum ab 2025 unter dem Vorbehalt einer Festlegung der jeweils anzubindenden Flächen und der entsprechenden Offshore-

Anbindungsleitung im Flächenentwicklungsplan erfolgen. Damit wird sichergestellt, dass zum einen der Offshore-Netzentwicklungsplan für den Betrachtungszeitraum nach § 12a Absatz 1 Satz 2 EnWG Offshore-Anbindungsleitungen vorsieht, zum anderen der Offshore-Netzentwicklungsplan aber für das zentrale System keine unumkehrbaren Vorfestlegungen treffen kann. Die Planungsinstrumente für Offshore-Anbindungsleitungen im Rahmen des zentralen Systems ab 2025 sind der Flächenentwicklungsplan und der dessen Festlegungen zugrunde legende Netzentwicklungsplan.

Nach Absatz 2 kann die BNetzA in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie einen bereits bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplan nach dem zweiten und letzten Gebotstermin für Ausschreibungen im Übergangssystem ändern, wenn sich dabei zeigt, dass die bisherige Bestätigung unter Berücksichtigung der Zuschläge zu Fehlentwicklungen der Netzinfrastruktur, insbesondere zu vermeidbaren Leerständen führt. Voraussetzung ist allerdings, dass der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die zu ändernde Offshore-Anbindungsleitung noch nicht beauftragt hat. Hierdurch werden wirtschaftliche Nachteile für den Übertragungsnetzbetreiber und den Hersteller des Netzanbindungssystems vermieden. § 17 Absatz 1 Satz 2 EnWG bleibt davon unberührt.

§ 17c Absatz 3 Satz 4 EnWG regelt, dass die Übertragungsnetzbetreiber ab dem Jahr 2020 keinen Offshore-Umsetzungsbericht mehr vorlegen. Dessen Inhalte werden in den Umsetzungsbericht nach § 12d EnWG überführt.

Zu Nummer 9 (§ 17d EnWG)

Mit der Neufassung wird § 17d EnWG an die im Zuge der Einführung von Ausschreibungen der Förderhöhe von Windenergieanlagen auf See veränderte Netzentwicklungsplanung angepasst.

Ab dem Jahr 2019 lösen der Flächenentwicklungsplan nach den §§ 5 ff. WindSeeG und der dessen Festlegungen zugrunde legende Netzentwicklungsplan nach §§ 12b und 12c EnWG den bisherigen Offshore-Netzentwicklungsplan als Planungsinstrumente ab. Sie werden daher neben den Offshore-Netzentwicklungsplan in Absatz 1 und 2 gestellt. Der erste Netzentwicklungsplan dieser Art wird bis zum 31. Dezember 2019 von der BNetzA bestätigt. Der erste Flächenentwicklungsplan wird bis zum 31. Dezember 2018 erstellt.

Nach § 17d Absatz 2 Satz 1 EnWG hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Offshore-Anbindungsleitung so rechtzeitig zu beauftragen, dass der im Offshore-Netzentwicklungsplan bzw. im Flächenentwicklungsplan genannte geplante Fertigstellungstermin jeweils erreicht werden kann. Die Formulierung ist entwicklungsoffen ausgestaltet, um zukünftige Beschleunigungen beim Bau der Offshore-Anbindungsleitungen berücksichtigen zu können. Anhand der derzeitigen durchschnittlichen Bauzeiten ergibt sich für die Nordsee die Notwendigkeit einer Beauftragung jedenfalls der Gleichstromkomponenten inklusive Konverterplattform fünf Jahre vor dem geplanten Fertigstellungstermin. Für die Ostsee, wo bisher ausschließlich Drehstromanbindungen verwendet werden, ergibt sich die Notwendigkeit einer Beauftragung ca. dreieinhalb Jahre vor dem geplanten Fertigstellungstermin. Da die Offshore-Anbindungsleitung aus der Sammelanbindung (z. B. Gleichstromkomponente bei Leitungen in der Nordsee) und den jeweiligen Verbindungen zu den Umspannwerken auf See der Windparks besteht, ergibt sich der jeweilige Fertigstellungstermin aus der Gesamtschau beider Komponenten. Damit sind die Fertigstellungstermine jeweils windparkspezifisch ausgelegt.

Mit § 17d Absatz 2 Satz 2 bis 4 EnWG wird ein Gleichlauf zwischen dem Ausbau der Windenergie auf See und der entsprechenden Offshore-Anbindungsleitung hergestellt. Eine Besonderheit besteht für das zentrale System, wenn die Eignung einer anzubindenden Fläche noch nicht gemäß § 12 WindSeeG festgestellt wurde; dann ist eine Beauftragung der Offshore-Anbindungsleitung noch nicht sinnvoll. Die Beauftragung wird nach Absatz 2 Satz 2 unverzüglich nachgeholt, sobald die Feststellung der Eignung (dies kann die Eignungsfeststellung jeder Fläche sein, die über die Offshore-Anbindungsleitung angebunden werden soll; es muss nicht zwingend die Eignungsfeststellung gerade der Fläche sein, die im Flächenentwicklungsplan als erste zur Anbindung über die betreffende Offshore-Anbindungsleitung vorgesehen ist) erfolgt ist.

Analog zum bisherigen System macht der Übertragungsnetzbetreiber nach der Beauftragung das Datum des voraussichtlichen Fertigstellungstermins der BNetzA bekannt und veröffentlicht diesen auf seiner Internetseite, § 17d Absatz 2 Satz 4 EnWG. Nach Absatz 2 Satz 5 bis 8 stimmen der bezuschlagte Betreiber der anzubindenden Windenergieanlagen auf See und der Übertragungsnetzbetreiber wie bisher einen Realisierungsfahrplan miteinander ab. Im Realisierungsfahrplan Netzanschluss wird insbesondere der Zeitpunkt des Anschlusses der Windenergieanlagen auf See an das Energieversorgungsnetz zwischen dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber und dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See abgestimmt. Um den Gleichlauf zwischen dem

Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der entsprechenden Offshore-Anbindungsleitung zu gewährleisten, werden die in § 59 WindSeeG genannten Fristen nach § 17d Absatz 2 Satz 6 EnWG hierbei berücksichtigt. Erhält ein Windpark mit dem Zuschlag Netzanbindungskapazität auf einer teilweise bereits errichteten Anbindungsleitung, bezieht sich der Fertigstellungstermin der Netzanbindung nicht mehr auf die schon errichtete Sammelanbindung, sondern lediglich auf die noch nicht erfolgte Herstellung der Verbindung zwischen Sammelanbindung und Umspannwerk des Windparks. Auch in diesem Fall stimmen der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber und der Betreiber der Windenergieanlagen auf See ihren Realisierungsfahrplan anhand dieser Prämissen und der Vorgaben in § 59 WindSeeG miteinander ab.

Wie bisher wird der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 9 EnWG 30 Monate vor der voraussichtlichen Fertigstellung verbindlich.

In § 17d Absatz 3 EnWG wird der Grundsatz der clusterinternen bzw. flächenunmittelbaren Netzanbindung klargestellt. Ein bezuschlagter Betreiber von Windenergieanlagen auf See erhält als Folge seines Zuschlags eine Kapazität auf der zur Anbindung vorgesehenen Offshore-Anbindungsleitung, ohne dass es hierfür eines gesonderten Zuweisungsverfahrens bedarf. Eine clusterübergreifende Netzanbindung ist nur dann als Ausnahme zulässig, wenn der Bundesfachplan Offshore und der Offshore-Netzentwicklungsplan sie ausdrücklich ermöglichen und ein solches Vorgehen für eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung, insbesondere zur Vermeidung von unnötigen Leerständen von Netzanschlüssen, erforderlich ist.

Nach § 17d Absatz 4 EnWG kann die BNetzA im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die im Zuschlag zugewiesene Netzanbindungskapazität von einer auf eine andere Offshore-Anbindungsleitung verlagern, wenn dies einer geordneten und effizienten Nutzung und Auslastung, insbesondere der Vermeidung unnötiger Leerstände, dient. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass eine solche Möglichkeit den Festlegungen in den einschlägigen Planungsinstrumenten nicht widerspricht. Die von dieser Maßnahme betroffenen Anlagenbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber sind vor der Kapazitätsverlagerung anzuhören.

§ 17d Absatz 5 Satz 1 EnWG stellt klar, dass jede Unwirksamkeit des Zuschlags automatisch dazu führt, dass die zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der entsprechenden Offshore-Anbindungsleitung entfällt, ohne dass es eines weiteren Vollzugsakts wie einer Kapazitätsentziehung bedarf. In diesem Fall informiert die BNetzA den Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich. Sie ergreift im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie angemessene Maßnahmen, so dass insbesondere unnötige Leerstände vermieden werden. Vor einer solchen Entscheidung wird der Übertragungsnetzbetreiber angehört.

Mit § 17d Absatz 6 EnWG wird der bisherige Wälzungsmechanismus fortgeführt.

§ 17d Absatz 7 EnWG enthält für die BNetzA weiterhin eine Festlegungskompetenz zu Konkretisierungen zur Erstellung und zur Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans sowie zur Umsetzung des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans ab 2019 sowie zu den Verfahren zur Kapazitätsverlagerung und zu Maßnahmen im Fall der Unwirksamkeit des Zuschlags.

Mit § 17d Absatz 8 EnWG wird die bisherige Durchsetzungskompetenz der BNetzA auch auf die neuen Planungsinstrumente des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans ausgedehnt.

Zu Nummer 10 (§ 17e EnWG)

Die Änderungen in Absatz 1 Satz 1 und 4 sowie Absatz 2 Satz 2 passen zum einen die Terminologie an die des EEG 2016 an („Zahlungsanspruch“ statt „Vergütung“), zum anderen betreffen sie die Entschädigungshöhe, die sich aus einem Verweis auf das EEG 2016 ergibt. Von der Höhe des Zahlungsanspruchs nach den §§ 19, 47 EEG 2016 ist im Falle der Einspeisevergütung, also wenn der Anlagenbetreiber den Strom nicht direkt vermarktet oder vermarkten lässt, sondern dem Netzbetreiber kaufmännisch bilanziell überlässt, 0,4 Cent/kWh abzuziehen. 90 Prozent hiervon bilden die Höhe der Entschädigung nach § 17e Absatz 1 Satz 1 EnWG. Der Betrag von 0,4 Cent/kWh soll im Rahmen des EEG die zusätzlichen Kosten ausgleichen, die dem Anlagenbetreiber entstehen, wenn er nicht die feste Einspeisevergütung nutzt, sondern seinen Strom direkt vermarktet: im EEG 2012 war der Betrag als sog. Managementprämie für die optionale Direktvermarktung ausgewiesen; mit Umstellung auf die verpflichtende Direktvermarktung durch das EEG 2014 wurde die Managementprämie in die anzulegenden Werte eingerechnet. Im Falle der Entschädigung nach § 17e EnWG wird der Strom aber nicht ins Netz eingespeist und kann damit gerade nicht direkt vermarktet werden. Die zusätzlichen Kosten, die mit der Direktvermarktung des Stroms verbunden sind, fallen also nicht oder höchstens in deutlich verringerten Umfang an.

Mit der Neufassung von § 17e Absatz 2 Satz 7 EnWG wird auch im Rahmen des Entschädigungsrechts vom bisherigen Anspruch auf Netzanbindung nach entsprechender Kapazitätszuweisung auf die Rechtsfolgen eines Zuschlags nach §§ 24 und 37 WindSeeG umgestellt. Inhaltlich ist damit keine Änderung im Vergleich zur bisherigen Rechtslage verbunden.

Im Übrigen handelt es sich um redaktionelle Folgeänderungen der Neufassung von § 17d EnWG.

Zu Nummer 11 (§ 17f EnWG)

Mit der Änderung in § 17f Absatz 1 Satz 1 EnWG wird klargestellt, dass Kosten des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers, die für Schadensminderungsmaßnahmen nach § 17f Absatz 3 Satz 1 EnWG entstehen, grundsätzlich im Rahmen des Belastungsausgleichs unter den Übertragungsnetzbetreibern nach § 17f EnWG (Offshore-Haftungsumlage) berücksichtigt werden. Dies gilt jedoch nur insoweit, als die Kosten nicht unmittelbar der Errichtung und dem Betrieb der Anbindungsleitung nach § 17d Absatz 1 und § 43 Satz 1 Nummer 3 EnWG selbst dienen. Diese werden über das Instrument der Investitionsmaßnahme gemäß § 23 ARegV refinanziert.

Das Ziel der Verpflichtung zur Vornahme von Schadensminderungsmaßnahmen ist es, es möglichst nicht zum Eintritt eines Schadens kommen zu lassen bzw. diesen zu begrenzen und damit die Offshore-Haftungsumlage zu schonen. Wenn die Schadensminderungsmaßnahmen in einem vernünftigen Kosten-Nutzen-Verhältnis stehen, sollen sie ergriffen werden, um die Verzögerung, Störung oder Wartung zu vermeiden bzw. möglichst kurz zu halten und Entschädigungszahlungen zu vermeiden. Um diesem Ziel gerecht zu werden, bedarf es einer Finanzierung der Schadenminderungsmaßnahmen über die Offshore-Haftungsumlage. Denn wenn eine Maßnahme der Entlastung der Offshore-Haftungsumlage dient, indem sie die vom anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem betroffenen Betreiber von Windenergieanlagen auf See zu leistenden Entschädigungszahlungen verringert, muss sie umgekehrt auch über die Offshore-Haftungsumlage finanziert werden.

Zu Nummer 12 (§ 42 EnWG)

Zu Buchstabe a

In § 42 Absatz 1 Nummer 1 EnWG wird die bisherige Formulierung „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Formulierung „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt. Diese Änderung resultiert daraus, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben wird.

Zu Buchstabe b

Auch in § 42 Absatz 5 Nummer 2 EnWG werden die Anpassungen vorgenommen, die erforderlich werden, weil das EEG den Begriff der finanziellen Förderung nicht mehr verwendet. Zudem wird in Absatz 5 ein Satz 2 ergänzt, wonach Elektrizitätsversorgungsunternehmen berechtigt sind, für den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage, unter Beachtung der Vorschriften des EEG in der Stromkennzeichnung auszuweisen, in welchem Umfang dieser Stromanteil in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist. Dies ist mit der Einführung der neuen regionalen Grünstromkennzeichnung erforderlich geworden, die die Möglichkeiten der Stromkenn-zeichnung ergänzt. Der Verweis auf die Vorschriften des EEG umfasst insbesondere die Vorschriften zur Stromkennzeichnung in § 79a EEG 2016 und die konkretisierenden un-tergesetzlichen Regelungen in der Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung und der zugehörigen Durchführungsverordnung.

Zu Nummer 13 (§ 43 EnWG)

In § 43 EnWG wird der Verweis auf den Begriff Windenergieanlage auf See angepasst. Die Begriffsbestimmung findet sich nunmehr in § 3 Nummer 49 EEG 2016.

Zu Nummer 14 (§ 63 EnWG)

Zu Buchstabe a

§ 63 Absatz 1 Satz 1 EnWG wird neugefasst, um ihn besser mit der anderen gesetzlichen Bestimmung zum Monitoringbericht (§ 98 EEG) zu verzahnen.

Zu Buchstabe b

In § 63 Absatz 3 Satz 2 EnWG werden der Bericht der BNetzA über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeit und der darin aufgenommene Bericht des Bundeskartellamtes über das Ergebnis seiner Monitoring-Tätigkeit nach § 48 Absatz 3 Satz 1 GWB beide als „Monitoringbericht Elektrizitäts- und Gasmarkt“ bezeichnet, um sie von dem Monitoringbericht nach Absatz 1, §§ 51, 51a EnWG und § 98 EEG abzugrenzen und eine Verwechslungsgefahr zu vermeiden.

Zu Buchstabe c

Aus Gründen der besseren Verständlichkeit und Rechtsklarheit wird der Bericht nach § 63 Absatz 3a EnWG ausdrücklich als „Bericht über die Mindesterzeugung“ bezeichnet.

Zu Nummer 15 (§ 117a EnWG)

§ 117a EnWG wird an die geänderte Nummerierung der Begriffsbestimmungen des EEG 2016 angepasst.

Zu Nummer 16 (§ 118 EnWG)

Mit der Änderung von § 118 Absatz 13 und 14 EnWG wird sichergestellt, dass die auf das bisherige Recht anwendbaren Übergangsvorschriften bis 2020 weiter anwendbar bleiben.

§ 118 Absatz 16 Satz 1 EnWG stellt klar, dass das Verfahren zur Erstellung und Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans für das Zieljahr 2025 nach dem bis zur Einführung des Zwei-Jahres-Turnus‘ geltenden Recht fortgeführt wird. Nach dem WindSeeG (vgl. Artikel 2) sollen im Jahr 2017 die Ausschreibungen für die in der Übergangsphase zu errichtenden Windenergieanlagen auf See erfolgen. Vor diesem Hintergrund ist es mit Blick auf die langen Realisierungszeiten von Offshore-Anbindungsleitungen notwendig, dass noch im Jahr 2016 im Offshore-Netzentwicklungsplan die erforderlichen Leitungen durch die BNetzA bestätigt werden können.

Die Neuregelungen des EEG 2016 bringen weitreichende Änderungen bei den Grundannahmen bei den Ausbaupfaden und der räumlichen Verteilung der erneuerbaren Energien. Dies betrifft vor allem die Windenergie an Land und die Biomasse. Im Rahmen des bereits weit vorangeschrittenen Verfahrens zur Erstellung und Bestätigung des landseitigen Netzentwicklungsplans Strom 2025 kann ohne erheblichen Zeitverlust nicht mehr adäquat und sachgerecht auf diese Änderungen reagiert werden. Aus diesem Grund wird mit der Neufassung von § 118 Absatz 16 Satz 2 EnWG geregelt, dass das derzeit laufende Verfahren zum Netzentwicklungsplan für das Zieljahr 2025 nicht mehr fortgeführt wird.

§ 118 Absatz 16 Satz 3 EnWG stellt klar, dass auf das am 10. Januar 2016 begonnene Verfahren mit dem Zieljahr 2030 (Vorlage des Szenariorahmens) die §§ 12b, 12c, 17b und 17c EnWG in ihrer seit dem 1. Januar 2016 geltenden Fassung Anwendung finden. In dem Verfahren werden die neuen Annahmen zur Erzeugungslandschaft grundlegend berücksichtigt: zum einen bereits bei der Genehmigung des Szenariorahmens, zum anderen bei der Vorlage des darauf basierenden Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber bis zum 10. Dezember 2016. Dadurch werden die neuen Annahmen in einer entsprechenden Netzplanung umgesetzt. Der Netzentwicklungsplan wird öffentlich konsultiert. Gemäß § 12c Absatz 4 Satz 1 EnWG soll die Regulierungsbehörde den Netzentwicklungsplan spätestens bis zum 31. Dezember 2017 bestätigen.

Mit § 118 Absatz 18 EnWG wird eine Übergangsregelung für Windenergieanlagen auf See geschaffen, die bereits über eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Kapazitätszuweisung verfügen. Diese werden nach dem bisherigen Recht behandelt.

Mit § 118 Absatz 19 EnWG wird die Möglichkeit zum Abschluss von vertraglichen Verein-barungen zur Nutzung von KWK-Anlagen beim Redispatch nach § 13 Absatz 6a EnWG zeitlich befristet, da es sich bei dieser Maßnahme nur um eine vorübergehende Maßnah-me bis zum Ausbau der Netze handeln soll.

Zu Artikel 7 (Anreizregulierungsverordnung)

Die Änderung stehen im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13 Absatz 6a EnWG. Die Kosten für die Investitionen in einen elektrischen Wärmeerzeuger, die die Abregelung von KWK-Anlagen im Rahmen des Redispatches als Systemdienstleistung ermöglichen sollen, sollen nicht vom Übertragungsnetzbetreiber getragen oder vorfinanziert werden müssen. Daher gelten diese Kosten als nicht beeinflussbare Kosten im Sinn des § 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG

Zu Artikel 8 (Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz)

Zu Nummer 1 (§ 2)

Die Ergänzung vollzieht die Übertragung der Regelungen zu den Planfeststellungsverfahren für Anbindungsleitungen von Windenergieanlagen auf See von der Seeanlagenverordnung in das Windenergie-auf-See-Gesetz nach. Mit § 44 Absatz 1 WindSeeG tritt ein weiteres Planungsregime für die ausschließliche Wirtschaftszone hinzu. Die Planfeststellungsverfahren in der ausschließlichen Wirtschaftszone werden durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie durchgeführt. Die BNetzA soll vor diesem Hintergrund auch weiter nur landeinwärts ab der Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone zum Küstenmeer in Bezug auf die im Bundesbedarfsplan mit dem Buchstaben „C“ gekennzeichneten Vorhaben zuständig sein.

Zu Nummer 2 (§ 5)

Der bisherige § 5 Absatz 1 Satz 2 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) wird in einen neu eingefügten Absatz 3 überführt. Dies führt zu einer Rechtsvereinfachung, da § 5 Absatz 1 NABEG nun die allgemeinen Vorgaben zum Inhalt der Bundesfachplanung enthält. Die Spezialregelung für die Offshore-Anbindungsleitungen, die zusätzlich im Rahmen der Bundesfachplanung zu beachten ist, wird rein systematisch neu verortet und mit dem Verweis auf den Flächenentwicklungsplan nach § 5 WindSeeG zudem redaktionell an das ab 2019 geltende Recht angepasst. Die weiteren Änderungen in § 5 sind rein redaktioneller Art.

Zu Nummer 3 (§ 17)

Mit der Ergänzung in § 17 Satz 1 NABEG wird die Regelung an die ab 2019 geltende Rechtslage angepasst.

Zu Artikel 9 (Änderung der Biomasseverordnung)

Die Biomasseverordnung wird dahingehend geändert, dass Schwarzlauge nicht als Biomasse im Sinn dieser Verordnung gilt. Diese Änderung betrifft aus Gründen des Bestandsschutzes nicht den Förderanspruch bestehender Schwarzlaugenanlagen. Dies macht der neue § 100 Absatz 1 Satz 4 EEG 2016 deutlich.

Zu Artikel 10 (Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes)

Zu Nummer 1

Die Änderung in § 3 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Koppelungsgesetzes ist eine Folgeänderung durch § 13 Absatz 6a EnWG. Auf der Grundlage von vertraglichen Vereinbarungen nach § 13 Absatz 6a EnWG dürfen KWK-Anlagen vorrangig vor anderen KWK- und Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden.

Zu Nummer 2 und 3

Bei Nummer 2 und 3 werden die Verweise auf die geänderten Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz angepasst. Inhaltliche Änderungen sind hiermit nicht verbunden.

Zu Artikel 11 (Änderung der Systemdienstleistungsverordnung)

Zu Nummer 1

In § 6 Absatz 3 Satz 1 Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) wird ein Verweis angepasst, der aufgrund der Änderungen in Teil 3 des EEG 2016 aktualisiert werden muss.

Zu Nummer 2

In § 7 SDLWindV wird ein Verweis angepasst, der Aufgrund der Änderungen in Teil 3 des EEG 2016 aktualisiert werden muss.

Zu Artikel 12 (Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung)

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung wird an die geänderte Terminologie des EEG 2016 angepasst. Statt von finanzieller Förderung wird zukünftig von Zahlung ge-sprochen. Die Nummern 1 bis 3 ändern die §§ 3, 12 und 20 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung entsprechend.

Zu Artikel 13 (Änderung der Herkunftsnachweisverordnung)

Die Herkunftsnachweisverordnung wird zum einen ergänzt um Regelungen aufgrund der Einführung der regionalen Grünstromkennzeichnung mittels Regionalnachweisen nach § 79a EEG 2016. Zum anderen werden die Bestimmungen zu Herkunftsnachweisen punktuell aktualisiert.

Zu Nummer 1

Zunächst wird der Titel der Verordnung geändert in „Verordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung – HkRNV)“.

Zu Nummer 2

§ 1 Absatz 1 wird aktualisiert. Da das UBA das Herkunftsnachweisregister bereits eingerichtet hat, konnte die Einrichtung des Registers als Aufgabe in Absatz 1 gestrichen werden.

Zu Nummer 3

Als Pendant zu § 1 für Regionalnachweise wird einer neuer § 1a eingeführt. Nach Absatz 1 errichtet und betreibt das UBA das Regionalnachweisregister nach § 79a Absatz 4 EEG 2016 nach Maßgabe der Durchführungsverordnung nach § 5. In der Durchführungsverordung können insbesondere die technischen und organisatorischen Details von Einrichtung und Betrieb des Regionalnachweisregisters näher geregelt werden. Das BMWi macht das Datum der Inbetriebnahme des Regionalnachweisregisters im Bundesanzeiger bekannt. Nach Absatz 2 sind § 1 Absatz 2 bis 4 auf das Regionalnachweisregister entsprechend anzuwenden.

Zu Nummer 4

Als Pendant zu § 2 für Regionalnachweise wird ein neuer § 2a eingeführt. Der Mindestinhalt von Regionalnachweisen entspricht weitgehend dem von Herkunftsnachweisen, wird jedoch teilweise auf die Besonderheiten von Regionalnachweisen angepasst. So muss in Nummer 2 nicht der ausstellende Staat angegeben werden. Anders als bei Herkunftsnachweisen gibt es nur in Deutschland ausgestellte Regionalnachweise. Da die regionale Grünstromkennzeichnung auf Postleitzahlengebiete abstellt, ist nach Nummer 4 das Postleitzahlengebiet anzugeben, in dem sich der physikalische Zählpunkt der betreffenden Anlage befindet. Die Angaben nach Nummer 5 haben einen beihilfenrechtlichen Hintergrund.

Zu Nummer 5

§ 3 wird gestrafft, da Teile des bisherigen Regelungsinhalts, z. B. der bisherige Absatz 2, nun direkt in § 79 EEG 2016 enthalten sind. Absatz 1 entspricht dem bisherigen Absatz 1 Satz 2. Danach erfolgen die Ausstellung, Anerkennung und Übertragung von Herkunftsnachweisen auf Antrag nach Maßgabe der Durchführungsverordnung. In letzterer sind die Details dazu geregelt. Absatz 2 entspricht dem bisherigen Absatz 4.

§ 4 ist für Regionalnachweise das Pendant zu § 3. Der Unterschied besteht darin, dass Regionalnachweise spätestens 24 Monate nach Erzeugung der entsprechenden Strommenge entwertete werden müssen. Dies gibt den an der regionalen Grünstromkennzeichnung beteiligten Akteuren die erforderliche zeitliche Flexibilität. Eine aufgrund höherrangigen Rechts kürzere Frist, wie sie für Herkunftsnachweise durch Artikel 15 Absatz 3 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) vorgegeben ist, besteht für Regionalnachweise nicht. Der Inhalt des bisherigen § 4, wonach der Betrieb des Herkunftsnachweisregister vom UBA auf einen juristische Person des Privatrechts übertragen werden kann, entfällt, da das UBA diese Aufgabe bewährt durchführt und daher kein Anlass für eine Übertragungsmöglichkeit besteht.

Zu Nummer 6

Der bisherige § 5 wird aufgehoben, da sein Inhalt nun direkt in § 79 Absatz 3 EEG 2016 überführt wurde.

Der bisherige § 6 wird § 5 und enthält die Ermächtigung an das UBA, durch Verordnung im Einvernehmen mit dem BMWi Regelungen zu treffen. Auf dieser Grundlage besteht bereits seit 2012 die Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV). § 5 wird zum einen ergänzt um Regelungen aufgrund der Einführung der regionalen Grünstromkennzeichnung mittels Regionalnachweisen nach § 79a EEG 2016. Zum anderen werden die Bestimmungen, die Herkunftsnachweise betreffen, punktuell aktualisiert. Im Folgenden werden nur die Änderungen zur bisherigen Regelung erläutert. Die bisherige Nummer 2c wird gestrichen, da es aufgrund Zeitablaufs keine

gültigen Herkunftsnachweise mehr gibt, die vor Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters ausgestellt worden sind. In Nummer 5 wird die Ermächtigung ergänzt zu regeln, in welchem Umfang Netzbetreiber vom UBA Auskunft über die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen verlangen können. Dies ist erforderlich, damit der Netzbetreiber prüfen kann, ob ein Anlagenbetreiber seiner Meldepflicht nach § 71 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 nachgekommen ist und die Vergütungszahlungen korrekt berechnet sind.

Nach der neuen Nummer 6 kann das UBA, Details zur Bestimmung und Veröffentlichung der Regionen nach § 79a Absatz 6 EEG 2016 in der Durchführungsverordnung regeln. Nach der neuen Nummer 7 können für Strom aus Anlagen außerhalb des Bundesgebiets, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung nach § 5 Absatz 2 Satz 2 erhalten haben, in der Verordnung genauere Regelungen getroffen werden. Nach Buchstabe a kann bestimmt werden, welche Gebiete (z. B. Postleitzahlengebiete oder auch andere geeignete räumliche Abgrenzungen, die den Gegebenheiten im betreffenden Staat gerecht werden) in den betreffenden Staaten von der jeweiligen Region für die regionale Grünstromkennzeichnung nach § 79a Absatz 6 umfasst sind. Auch die Veröffentlichung dieser Gebiete kann geregelt werden. Nach Buchstabe b können Anforderungen an die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen aus Anlagen in den entsprechenden Gebieten der betreffenden Staats bestimmt werden. Angesichts der Vielzahl der Regionen und technischer Details wie z. B. der möglichen Nutzung von Geodatensystemen, dem Bezug zu PLZ-Gebieten oder – im Ausland – anderen Gebietsabgrenzungen ist es sinnvoll, diese Themen in der Durchführungsverordnung zu regeln. Nach Nummer 8 kann die Durchführungsverordnung Bestimmungen treffen, wie nachzuweisen ist, dass die Übertragung von Regionalnachweisen, nur entlang der vertraglichen Lieferkette erfolgt ist, wie in § 79a Absatz 5 Satz 3 vorgeschrieben. In Frage kommen z. B. Bestätigungen durch Wirtschaftsprüfer oder vergleichbare Gewährspersonen. Nummer 8 umfasst auch die Bestimmung der genauen Angaben, die nachgewiesen werden müssen. Nach Nummer 9 können in der Verordnung die konkrete Gestaltung der Ausweisung der regionalen Herkunft nach § 79a in der Stromkennzeichnung geregelt werden. Das umfasst insbesondere, wie die regionale Herkunft konkret textlich und grafisch in der Stromkennzeichnung dargestellt werden muss.

Absatz 2 entspricht dem bisherigen § 6 Absatz 2, wobei der Bezug auf Regionalnachweise ergänzt wurde.

Die § 7 und 8 haben aufgrund Zeitablaufs keinen eigenständigen Regelungsgehalt mehr und werden daher aufgehoben.

Zu Artikel 14 (Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung)

Zu Nummer 1

Der Titel der Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV) wird in „„Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung – HkRNDV)“ geändert. Grund dafür ist, dass die Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung, deren künftiger § 5 die Ermächtigung zum Erlass der Durchführungsverordnung enthält, künftig nicht mehr nur Bestimmungen zu Herkunftsnachweisen, sondern auch zu Regionalnachweisen enthält. Inhaltliche Ergänzungen der HkRNDV zu Regionalnachweisen müssen zunächst erarbeitet werden und werden anschließend zeitnah in der HkRNDV ergänzt.

Zu Nummer 2

§ 2 der Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV) wird an die geänderte Paragrafenbezeichnung der Begriffsbestimmungen des EEG 2016 angepasst.

Zu Nummer 3

Es handelt sich um eine Anpassung des § 6HkNDV an die geänderte Terminologie des EEG 2016.

Zu Nummer 4

In § 10 HkNDV wird zukünftig auf die Definition der Windenergieanlage auf See des Windenergie-auf-See-Gesetzes verwiesen.

Zu Nummer 5

Nummer 5 enthält redaktionelle Folgeänderungen.Zu Nummer 6

§ 13 der Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV) wird an die geänderte Paragrafenbezeichnung der Begriffsbestimmungen des EEG 2016 angepasst.

Zu Nummer 7

Zu Buchstabe a

§ 22 Absatz 2 HkNDV wird an die geänderte Terminologie und die geänderte Struktur des Teils 3 des EEG 2016 angepasst.

Zu Buchstabe b

§ 22 Absatz 4 HkNDV wird an die geänderte Terminologie und die geänderte Struktur des Teils 3 des EEG 2016 angepasst.

Zu Artikel 15 (Herkunftsnachweis-Gebührenverordnung)

Die Änderungen an der Herkunftsnachweis-Gebührenverordnung sind redaktionelle Folgeänderung der Umbenennung der Herkunftsnachweisverordnung in „Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung“ durch Artikel 13.

Zu Artikel 16 (Änderung der Anlagenregisterverordnung)

Zu Nummer 1

§ 2 Nummer 1 Anlagenregisterverordnung (AnlRegV) wird an die neuen Begriffe des EEG 2016, die neuen Paragrafennummern sowie an die weiterentwickelten Regelungen zur Öffnung der Ausschreibungen für ausländische Anlagen angepasst. Inhaltliche Änderungen sind hiermit nicht verbunden. Außerdem werden die für die neuen Transparenzbestimmungen erforderlichen Definition des „großen Unternehmens“ und des „KMU“ in die AnlRegV aufgenommen; diese Begriffe entsprechen den europäischen Bestimmungen.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

In Umsetzung der Transparenzbestimmungen des europäischen Beihilferechts werden die Mitteilungsbestimmungen des § 3 AnlReV erweitert.

Anlass ist Abschnitt 3.2.7 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission (2014/C 200/01). Danach müssen die EU-Mitgliedstaaten sicherstellen, dass diverse In-formationen zu Beihilfen – insbesondere die in Nummer 1 a angeführten Informationen – auf einer ausführlichen Beihilfe-Website veröffentlicht werden. In Rn. 317 ff. der Geneh-migung des EEG 2014 verpflichtet sich Deutschland, diese Verpflichtung aus den Beihilfeleitlinien einzuhalten. Unabhängig davon ist Bundesregierung nach wie vor der Auffassung, dass das EEG keine Beihilfe darstellt.

Wenn für den Strom aus einer Anlage schon dem Grunde nach kein Zahlungsanspruch nach § 19 EEG 2016 besteht, müssen die Angaben nach Nummer 1a nicht übermittelt werden, weil dann auch aus Sicht der EU-Kommission schon keine Beihilfe gewährt wird.

Zu Buchstabe b

Der Verweis in § 3 Absatz 2 Nummer 6 AnlRegV wird an die neue Nummerierung des EEG 2016 angepasst; eine inhaltliche Änderung ist hiermit nicht verbunden.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Durch die Änderung des § 3 Absatz 2 Nummer 12 AnlRegV werden die Regeln für die Angaben, die bei Windenergieanlagen übermittelt werden müssen, angepasst. Mit Blick auf das Gutachten, das zur Standortgüte vorgelegt werden muss, wird auf die Vorgaben des § 36h Absatz 4 EEG 2016 verwiesen. Inhaltliche Änderungen sind

damit nicht verbunden, da die bisher in der AnlRegV enthaltenen Regelungen nunmehr direkt im EEG 2016 geregelt werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung dient dem sprachlichen Gleichlauf mit der Begrifflichkeit in der überarbeiteten Anlage 2 zum EEG 2016.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe dd

Der neu eingefügte Buchstabe f bestimmt, dass die Anlagenbetreiber übermitteln müssen, ob es sich bei der Windenergieanlage um einen Prototypen nach § 3 Nummer 37 EEG 2016 oder § 3 Nummer 6 WindSeeG handelt. Hierdurch kann nachvollzogen werden, wie viele Prototypen jährlich auch außerhalb von Ausschreibungen gefördert werden (§ 22 Absatz 2 Nummer 3 und § 22a EEG 2016). Damit dient die Regelung insbesondere auch der Umsetzung des 125 MW-Deckels für Prototypen an Land (§ 22a EEG 2016) und des 50 MW-Deckels für Prototypen auf See (§ 69 WindSeeG)

Zu Doppelbuchstabe ee

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Der Verweis auf die Ausschreibung für Solaranlagen wird angepasst, da diese künftig nicht mehr über die FFAV, sondern über das EEG 2016 umgesetzt wird.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Der Verweis auf die Ausschreibung für Solaranlagen wird angepasst, da diese künftig nicht mehr über die FFAV, sondern über das EEG 2016 umgesetzt wird.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 4

Zu Buchstabe a

Von der Meldepflicht im Fall von Änderungen wird die Änderung des Netzbetreibers ausgenommen. Diese Änderung liegt nicht im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers.

Zu Buchstabe b

Da Windenergieanlagen auf See künftig nach dem WindSeeG und nicht mehr nach der Seeanlagenverordnung genehmigt werden, wird der Verweis angepasst.

Zu Nummer 5

Durch alle drei Buchstaben der Nummer 5 wird jeweils § 6 Absatz 1 Satz 1 AnlRegV an die geänderte Terminologie und die geänderte Paragrafenbezeichnung des EEG 2016 angepasst.

Zu Nummer 6

Durch Nummer 6 wird § 7 Absatz 4 AnlRegV an die geänderte Terminologie und die geänderte Paragrafenbezeichnung des EEG 2016 angepasst.

Zu Nummer 7

§ 8 Absatz 5 Satz 1 AnlRegV wird neu gefasst. Wesentliche inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden. Die Verweise werden an die neue Paragrafennummerierung des EEG 2016 angepasst, auch die neue Terminologie des EEG 2016 wird aufgegriffen. Statt auf den Referenzstandortwert wird auf die Standortgüte im Sinn von § 3 Absatz 2 Nummer 12 Buchstabe d AnlRegV verwiesen.

Zu Nummer 8

Zu Buchstabe a

Da Solaranlagen künftig nicht mehr über die FFAV, sondern über das EEG 2016 ausgeschrieben werden, wird die bisherige Formulierung angepasst und zugleich auf alle Technologien, deren Zahlungen ausgeschrieben werden, ausgedehnt.

Zu Buchstabe b

Buchstabe b korrigiert einen bisherigen offensichtlichen Verweisfehler in der AnlRegV.

Zu Nummer 9

Zu Buchstabe a

Buchstabe a ist eine Folgeänderung zu dem neugefassten Absatz 5.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Formulierung wird redaktionell an die neuen Begriffe des EEG 2016 angepasst.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die drei Dreifachbuchstaben ergänzen die von der BNetzA nach § 11 Absatz 2 Nummer 1 AnlRegV zu veröffentlichenden Daten zum monatlichen Zubau. Zukünftig hat sie für Windenergieanlagen an Land auch die Summe der in dem Kalenderjahr installierten Leistung von Prototypen im Sinn von § 3 Nummer 37 EEG 2016 zu veröffentlichen. Dies dient dazu, dass künftig die Summe aller neu installierten Prototypen jederzeit transparent ist, so dass die Marktakteure abschätzen können, inwieweit der 125 MW-Deckel nach § 22a EEG 2016 bereits ausgeschöpft ist. Außerdem wird die Summe der Biomasseanlagen veröffentlicht, die außerhalb von Ausschreibungen zugebaut werden. Diese Summe wird von dem jährlichen Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen abgezogen. Dies gilt auch für die Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis 750 kW. Sie werden vom Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen abgezogen und deshalb ebenfalls veröffentlicht.

Zu Doppelbuchstabe cc

Doppelbuchstabe cc dient zwei Zwecken: Einerseits wird die Regelung an die neue Paragrafennummerierung des EEG 2016 angepasst. Andererseits wird die Veröffentlichung auf die Technologien beschränkt, in denen es künftig noch eine zubauabhängige Degression bei der Förderung gibt, das heißt auf Windenergie an Land und Photovoltaik (bei Windenergie an Land übergangsweise und bei Solaranlagen bis 750 kW).

Zu Doppelbuchstabe dd

Doppelbuchstabe dd dient demselben Ziel wie Doppelbuchstabe cc; auf die Begründung wird verwiesen.

Zu Buchstabe c

Der bisherige § 11 Absatz 3 AnlRegV wird neu gefasst, um die Erfassung der geförderten Solaranlagen für die Zwecke des sog. 52 GW-Deckels unbürokratischer und einfacher zu gestalten.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe e

Absatz 5 wird neugefasst. Die Anschrift und sonstige Kontaktdaten des Anlagenbetreibers oder des Inhabers einer Genehmigung oder Zulassung dürfen bei den Veröffentlichungen nach den Absätzen 1 bis 3 nicht veröffentlicht werden. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW darf auch der Name des Anlagenbetreibers nicht veröffentlicht werden; der Standort ist für diese Anlagen nur mit Postleitzahl und Gemeindeschlüssel zu veröffentlichen.

Zu Buchstabe f

In dem neuen § 11 Absatz 6 AnlRegV wird der Verweis auf die Ausschreibung nach § 2 Absatz 5 EEG 2014 aktualisiert. Auch hierbei handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 10

Mit beiden Buchstaben werden die Verweise auf § 11 AnlRegV an die Streichung des bisherigen § 11 Absatz 3 AnlRegV angepasst; es handelt sich mithin um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Nummer 11

Nummer 11 passt die Übergangsbestimmungen des § 16 AnlRegV an. In beiden Buchstaben wird daher auf frühere Fassungen der AnlRegV verwiesen. Hierdurch wird ein nahtloser Übergang gewährleistet, Bestandsanlagen werden durch die Änderung der AnlRegV nicht betroffen.

Zu Artikel 17 (Änderung der Freiflächenausschreibungsgebührenverordnung)

Zu Nummer 1

Die Änderung der Bezeichnung der bisherigen Freiflächenausschreibungsgebührenverordnung (FFAGebV) wird durch die Aufhebung der Freiflächenausschreibungsverordnung durch Artikel 11 Absatz 2 dieses Gesetzes erforderlich.

Zu Nummer 2

§ 1 Absatz 1 wird geändert, da die Verordnung zukünftig nicht mehr nur die Erhebung von Gebühren und Auslagen im Zusammenhang mit der Durchführung von Ausschreibungen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung regelt, sondern für den gesamten Teil 3 Abschnitt 3 des EEG 2016 gilt.

Zu Nummer 3

Die Verweise in § 2 AusGebV werden an das EEG 2016 angepasst. § 15 Absatz 2 des Verwaltungskostengesetzes (VwKG) in der am 14. August 2013 geltenden Fassung bestimmt insbesondere, dass sich eine Gebühr um ein Viertel ermäßigt, wenn ein Antrag auf Vornahme einer Amtshandlung zurückgenommen wird, nachdem mit der sachlichen Bearbeitung begonnen, die Amtshandlung aber noch nicht beendet ist oder ein Antrag (aus anderen Gründen als wegen Unzuständigkeit) abgelehnt wird.

Zu Buchstabe a

§ 2 Absatz 1 AusGebV konkretisiert diese Fallgruppen durch Verweis auf § 30a Absatz 3 EEG 2016 für die Rücknahme von Geboten und auf § 33 EEG 2016 für den Ausschluss von Geboten. Sofern im Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2016 kein Zuschlag erteilt wird, reduziert sich die Gebühr ebenfalls (§ 2 Absatz 1 Nummer 3 AusGebV).

Zu Buchstabe b

Die Änderung in § 2 Absatz 2 AusGebV ist Folge des Umstands, dass das Verfahren zur Ausstellung einer Zahlungsberechtigung nunmehr in § 38 EEG 2016 geregelt ist.

Zu Nummer 4

Das Gebührenverzeichnis wird angepasst. Neben den beiden in der bisherigen FFAGebV enthaltenen Gebührentatbeständen für Solaranlagen wird ein weiterer Gebührentatbestand für Windenergieanlagen an Land geschaffen. Außerdem wird die Höhe der Gebühren angepasst.

Die den Gebühren zu Grunde liegenden Verwaltungskosten wurden unter Berücksichtigung des Personalkostensatzes aus Anlage 1 zur Allgemeinen Gebührenverordnung, geändert am 28.10.2015, (Personaleinzelkosten und Sacheinzelkosten mit Gemeinkostenzuschlag) berechnet. Die Stundensätze sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

mittlerer Dienst	52,78
gehobener Dienst	65,11
höherer Dienst	82,10

Es wird davon ausgegangen, dass pro Jahr 450 Gebote für Solaranlagen und 700 Gebote für Windenergieanlagen an Land eingehen werden. Im Jahr finden drei Ausschreibungsrunden für Solaranlagen und drei Ausschreibungsrunden (im Jahr 2018: vier) für Windenergieanlagen an Land statt.

Bei einigen im Zusammenhang mit den Ausschreibungen anfallenden Prozessen ist geschätzt worden, wie häufig pro Gebot ein Bedarf an Verwaltungshandlung entsteht. Aus dieser Schätzung wurde eine Zeitangabe für den jeweiligen Arbeitsschritt pro Gebot ermittelt.

Für Solaranlagen werden wie bisher in der FFAGebV zwei gebührenpflichtige Amtshandlungen bestimmt: In Nummer 1 die Durchführung eines Zuschlagsverfahrens nach den § 32 EEG 2016 sowie in Nummer 2 die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung nach § 38 i.V.m. § 38a EEG 2016.

Für Windenergieanlagen an Land wird ein Gebührentatbestand für die Durchführung des Zuschlagsverfahrens nach § 32 EEG 2016 eingeführt (Gebühr Nummer 3). Die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung ist für Windenergieanlagen an Land nicht vorgesehen, so dass sich auch eine entsprechende Gebühr erübrigt. Dies ist Folge des Umstands, dass bei Ausschreibungen für Windenergie an Land nur Bieter teilnehmen können, die bereits über eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz verfügen. Durch dieses Modell der „späten Ausschreibung“ ist die anschließende Ausstellung einer Zahlungsberechtigung nicht erforderlich. Im Übrigen verursacht die Prüfung von Geboten für Solaranlagen auch einen höheren Verwaltungsaufwand, da insbesondere die Zulässigkeit der beabsichtigten Flächennutzung geprüft werden muss.

Nach § 33 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2016 schließt die BNetzA Gebote von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn bis zu dem Gebotstermin die Gebühr nach der Anlage zur Ausschreibungsgebührenverordnung nicht vollständig geleistet worden ist oder dem Gebot nicht eindeutig zugeordnet werden kann. Die Gebühren sind also in voller Höhe im Wege eines Vorschusses zu zahlen (§ 16 VwKG in der am 14. August 2013 geltenden Fassung). Dies ist erforderlich, um die Ernsthaftigkeit der Gebote zu gewährleisten.

Gebühr Nummer 1

Nach Nummer 1 des Gebührenverzeichnisses beträgt die Gebühr für die Durchführung eines Zuschlagsverfahrens für Solaranlagen nach § 32 EEG 2016 586 Euro. Die Kalkulation dieser Gebühr berücksichtigt all jene Aufwände, die mit der konkreten Gebotsprüfung zusammenhängen und in der Zuschlagsentscheidung münden.

Hiervon sind die in der folgenden Tabelle aufgelisteten Handlungen umfasst. Der gebührenpflichtige Betrag berechnet sich aus der veranschlagten Handlungsdauer multipliziert mit dem Durchschnittsstundensatz sowie den zuzurechnenden Sacheinzelkosten. Zudem wird für mittelbare Tätigkeiten (z. B. Führungsaufgaben) ein Zuschlag von 10 Prozent auf die Arbeitszeit berechnet.

	Regelung	**Vorgabe**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1	§ 32	Eingangsstempel & Bewahrung der Gebote	0,25 Std. * 52,8 € = 13,2 €
2	§ 32	Registrierung der Gebote	0,25 Std. * 65,1 € = 16,28 €
3	§ 32 Abs. 1 S. 1 und 2	Gebotsprüfung auf Form und Frist	0,75 Std. * 52,8 € = 39,6 €
4	§ 33 Abs. 1 S. 1	Gebotsprüfung nach Kriterien des §30, §30a und des §37	4 Std. * 65,1 € = 260,4 €

5	§ 33 Abs. 1 S. 4	Gebotsprüfung auf Höchstpreis	0,08 Std. * 52,8 € = 4,4 €
6	§ 33 Abs. 1 S. 3	Eingangsprüfung der fristgerechten Gebotsgebühr	0,33 Std. * 52,8 € = 17,6 €
7	§ 37a S. 1	Überprüfung des Eingangs der Erstsicherheit	0,5 Std. * 52,8 € = 26,4 €
8	§ 33 Abs. 1 Nr. 5	Gebotsprüfung auf Bedingungen oder Nebenabreden	0,08 Std. * 65,1 € = 5,43 €
9	§ 33 Abs. 2	Gebotsprüfung auf missbräuchliche Angaben von Standortflächen	0,5 Std. * 82,1 € = 41,05 €
10	§ 34	Prüfung auf Ausschluss von Bietern	0,33 Std. * 82,1 € = 27,37 €
11	§ 32 Abs. 1 S. 3	Sortierung der Gebote in aufsteigender Reihenfolge	0,08 Std. * 82,1 € = 6,84 €
12	§ 32 Abs. 1 S. 4 und 5	Ermittlung der Zuschlagsgrenze	0,08 Std. * 82,1 € = 6,84 €
13	§ 32 Abs. 1 S. 3	Sortierung der gebotsgleichen Gebote in aufsteigender Höhe des Gebotsumfangs	0,08 Std. * 82,1 € = 6,84 €
14	§ 32 Abs. 1 S. 3 Nr. 2	Losentscheid für gleiche Gebote an der Zuschlagsgrenze	0,08 Std. * 82,1 € = 6,84 €
15	§ 32 Abs. 2	Zuschlagsregistrierung	0,25 Std. * 82,1 € = 20,53 €
16	§ 35 Abs. 3	Unterrichtung der zu- bzw. nicht zugeschlagenen Bieter	1 Std. * 65,1 € = 65,1 €
17	§ 55a	Erstattung der Erstsicherheit	0,33 Std. * 65,1 € = 21,7 €

Gebühr Nummer 2:

Nach Nummer 2 des Gebührenverzeichnisses ist für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung nach § 38 EEG 2016 zusätzlich eine Gebühr in Höhe von 539 Euro zu entrichten. In der Kalkulation sind die Aufwände, die im Anschluss an die Zuschlagsentscheidung anfallen und in der Ausstellung einer Zahlungsberechtigung münden, berücksichtigt.

	Regelung	**Vorgabe**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1		Zuschlagsbezogene Mitteilungspflichten an ÜNB	0,5 Std. * 65,1 € = 32,55 €
2	§ 32 Abs. 2	Ermittlung des Zuschlagswertes	0,25 Std. * 82,1 € = 20,53 €
3	§ 37a S. 2 Nr. 2	Überprüfung der Zweitsicherheit	1 Std. * 52,8 € = 52,8 €
4	§ 31 Abs. 4	Forderung und Prüfung eines Nachweises der Tauglichkeit der Bürgschaft	0,08 Std. * 65,1 € = 5,43 €
5	§ 55a	Erstattung der Zweitsicherheit/ ggf. Ausstellung einer Restzuschlagshöhe	0,5 Std. * 52,8 € = 26,4 €
6	§ 55 Abs. 6 und 7	Forderungssicherung der Übertragungsnetzbeteiber bei der BNetzA (Korrespondenz, Zahlungsanforderung etc.)	0,08 Std. * 52,8 € = 4,4 €
7	§ 29 Abs. 1 VwVfG	Auskünfte über Daten der Zuschlagsentscheidungen	0,25 Std. * 52,8 € = 13,2 €
8	§ 38 i.V.m. § 38b	Ausstellung der Förderberechtigung (Antragseingang, Prüfung, Ausstellung, Entwertung der Gebotsmengen)	4 Std. * 65,1 € = 260,4 €
9	§ 37d	Monitoring des Erlöschen der Zuschläge	1 Std. * 52,8 € = 52,8 €
10	§ 38b	Ermittlung des anzulegenden Werts	1 Std. * 65,1 € = 65,1 €

Gebühr Nummer 3

Nach Nummer 3 des Gebührenverzeichnisses beträgt die Gebühr für die Durchführung eines Zuschlagsverfahrens nach § 32 EEG 2016 für Windenergieanlagen an Land 522 Euro.

Die Kalkulation dieser Gebühr berücksichtigt all jene Aufwände, die mit der konkreten Gebotsprüfung zusammenhängen und in der Zuschlagsentscheidung münden. Hiervon sind die in der folgenden Tabelle aufgelisteten Handlungen umfasst. Die Berechnung erfolgte analog der Berechnung für Solaranlagen.

	Regelung	**Vorgabe**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1	§ 32	Eingangsstempel & Bewahrung der Gebote	0,25 Std. * 52,8 € = 13,2 €
2	§ 32 Abs. 3	Registrierung der Gebote	0,25 Std. * 65,1 € = 16,28 €
3	§ 32 Abs. 1 S. 1 und 2	Gebotsprüfung auf Form und Frist	0,75 Std. * 52,8 € = 39,6 €
4	§ 33 Abs. 1 Nr. 1 und 2	Gebotsprüfung nach Kriterien des §30, §30a, §36	2 Std. * 65,1 € = 130,2 €
5	§ 33 Abs. 1 Nr. 4 4	Gebotsprüfung auf Höchstpreis	0,08 Std. * 52,8 € = 4,4 €
6	§ 33 Abs. 1 Nr. 3	Eingangsprüfung der fristgerechten Gebotsgebühr	0,33 Std. * 52,8 € = 17,6 €
7	§ 31 Abs. 1 i.V.m. § 36a	Überprüfung des Eingangs der Sicherheit	0,5 Std. * 52,8 € = 26,4 €
8	§ 33 Abs. 1 Nr. 5	Gebotsprüfung auf Bedingungen oder Nebenabreden	0,08 Std. * 65,1 € = 5,43 €
9	§ 33 Abs. 2	Gebotsprüfung auf missbräuchliche Angaben von Standortflächen	0,25 Std. * 82,1 € = 20,53 €
10	§ 34	Prüfung auf Ausschluss von Bietern	0,33 Std. * 82,1 € = 27,37 €
11	§ 32 Abs. 1 S. 2	Sortierung der Gebote in aufsteigender Reihenfolge	0,08 Std. * 82,1 € = 6,84 €
12	§ 32 Abs. 1 S. 4 und 5	Ermittlung der Zuschlagsgrenze	0,08 Std. * 82,1 € = 6,84 €
13	§ 32 Abs. 1 S. 3 Nr. 2	Sortierung der gebotsgleichen Gebote in aufsteigender Höhe des Gebotsumfangs	0,08 Std. * 82,1 € = 6,84 €
14	§ 32 Abs. 1 S. 3 Nr. 2	Losentscheid für gleiche Gebote an der Zuschlagsgrenze	0,08 Std. * 82,1 € = 6,84 €
15	§ 32 Abs. 2	Zuschlagsregistrierung	0,25 Std. * 82,1 € = 20,53 €
16	§ 35 Abs. 2 und 3	Unterrichtung der zu- bzw. nicht zugeschlagenen Bieter	1 Std. * 65,1 € = 65,1 €
17	§ 31 Abs. 4	Forderung und Prüfung eines Nachweises der Tauglichkeit der Bürgschaft	0,08 Std. * 65,1 € = 5,43 €
18	§ 55a	Erstattung der Sicherheit/ ggf. Ausstellung einer Restzuschlagshöhe	0,5 Std. * 52,8 € = 26,4 €
19	§ 55 Abs. 6 und 7	Forderungssicherung der Übertragungsnetzbeteiber bei der BNetzA	0,08 Std. * 52,8 € = 4,4 €

	Regelung	Vorgabe	Erfüllungsaufwand (Veränderung)
		(Korrespondenz, Zahlungsanforderung etc.)	
20	§ 29 Abs. 1 VwVfG	Auskünfte über Daten der Zuschlagsentscheidungen	0,25 Std. * 52,8 € = 13,2 €
21	§ 36e	Monitoring des Erlöschen der Zuschläge	1 Std. * 52,8 € = 52,8 €
22	§ 85b	Einholung von Auskünften bei Genehmigungsbehörden	0,08 Std. * 65,1 € = 5,43 €

Gebühr Nummer 4

Nach Nummer 4 des Gebührenverzeichnisses beträgt die Gebühr für die Durchführung eines Zuschlagsverfahrens nach § 32 EEG 2016 für Biomasseanlagen 522 Euro.

Die Kalkulation dieser Gebühr berücksichtigt all jene Aufwände, die mit der konkreten Gebotsprüfung zusammenhängen und in der Zuschlagsentscheidung münden. Die Berechnung erfolgte analog der Berechnung für Solaranlagen.

Zu Artikel 18 (Änderung der Ausgleichsmechanismusverordnung)

Zu Nummer 1

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung in § 3 Absatz 3 Nummer 8 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) ist eine redaktionelle Folgeänderung der Anfügung von Nummer 10.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung in § 3 Absatz 3 Nummer 9 AusglMechV ist eine redaktionelle Folgeänderung der Anfügung von Nummer 10.

Zu Doppelbuchstabe cc

In § 3 Absatz 3 AusglMechV wird eine neue Nummer 10 eingefügt, um Pönalen im Rahmen von Ausschreibungen auf dem EEG-Konto zu vereinnahmen. Eine entsprechende Regel war bisher in der FFAV enthalten. Die Regel wird aus systematischen Gründen in § 3 AusglMechV überführt. Sie erfasst auch Pönalen nach dem WindSeeG bei Ausschreibungen für Windenergie auf See.

Zu Buchstabe b

§ 3 Absatz 4 Nummer 1 der AusglMechV wird an die geänderte Bezeichnung der Paragrafen im EEG 2016 angepasst. Gleichzeitig wird der Begriff der finanziellen Förderung ersetzt, da dieser im EEG 2016 keine Verwendung mehr findet.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in Buchstabe a dienen dazu, § 6 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 Buchstabe d AusglMechV an die geänderte Terminologie des EEG 2016 in Bezug auf den Begriff der finanziellen Förderung anzupassen.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen in Buchstabe a und b dienen dazu, § 6 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 Buchstabe e AusglMechV an die geänderte Paragrafenbezeichnung des EEG 2016 anzupassen.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

§ 7 Absatz 3 Satz 3 AusglMechV wird durch die Änderungen in Buchstabe a an die geänderte Paragrafenbezeichnung des EEG 2016 angepasst.

Zu Buchstabe b

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe c

§ 7 Absatz 5 AusglMechV wird durch die Änderungen in Buchstabe b an die geänderte Terminologie in Bezug auf den Begriff der finanziellen Förderung und die geänderte Paragrafenbezeichnung des EEG 2016 angepasst.

Zu Nummer 4

§ 8 Absatz 3 Satz 2 AusglMechV wird an die geänderte Terminologie des EEG 2016 angepasst.

Zu Nummer 5

Nummer 5 vereinheitlicht das Meldedatum für Eigenversorgung und Letztverbrauch. Nur wenn der Verteilnetzbetreiber die EEG-Umlage auf Eigenversorgung erhebt, ist nach Nummer 1 weiterhin der 28. Februar das Meldedatum. Wenn der Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Umlage auf Eigenversorgung erhebt, ist nach Nummer 2 nun auch für Eigenversorger der 31. Mai eines Jahres der Termin zur jährlichen Datenmeldung gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern, genau wie für die Meldepflicht von Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 74 Satz 1 EEG 2016.

Zu Artikel 19 (Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes)

Mit der Änderung von § 56 Absatz 3 BNatSchG werden auch solche Windenergieanlagen auf See in der ausschließlichen Wirtschaftszone vom Anwendungsbereich des § 15 BNatSchG ausgenommen, die auf Grundlage eines Zuschlags nach § 34 WindSeeG zugelassen werden. Weiterhin ausgenommen sind auch solche Anlagen, die bis zum 1. Januar 2017 genehmigt worden sind.

Damit wird erreicht, dass für alle Projekte, die zur Teinahme an den Ausschreibungen der Übergangsphase nach WindSeeG berechtigt sind, dieselbe Ausgangslage im Hinblick auf § 15 BNatSchG gilt. Somit werden Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Projekten ausgeschlossen.

Für alle später genehmigten Anlagen, also alle Windenergieanlagen im zentralen Modell, findet die naturschutzrechtliche Ausgleichsregelung somit Anwendung.

Der neue § 53 Absatz 4 BNatSchG regelt für Eingriffe im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone und des Festlandsockels die Ersatzzahlung näher. Satz 1 bestimmt den Bund als Empfänger der Ersatzzahlung und Satz 2 das Bundesumweltministerium als Bewirtschafter der entsprechenden Mittel. Nach Satz 3 kann das Bundesumweltministerium Einnahmen aus Ersatzzahlungen zur Verwendung nach seinen Vorgaben an eine der Aufsicht des Bundes unterstehende Einrichtung oder eine vom Bund beherrschte Gesellschaft oder Stiftung weiterleiten. Diese Regelung soll es ermöglichen, dass Mittel für aus fachlicher Sicht sinnvolle Maßnahmen im Sinn des § 15 Absatz 6 Satz 7 BNatSchG auch Dritten zur Verfügung gestellt werden können.

Zu Artikel 20 (Änderung der Seeanlagenverordnung)

Mit der Änderung des § 1 der Seeanlagenverordnung wird deren Geltungsbereich angepasst: Das Zulassungsrecht für Windenergieanlagen auf See und für Anlagen zur Übertragung des in ihnen erzeugten Stroms ist in das WindSeeG überführt worden. Es verbleibt ein Anwendungsbereich der Seeanlagenverordnung für Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Wasser und Strömung und solchen zur Übertragung von Energie aus Wasser und Strömung, außerdem für Anlagen, die anderen wirtschaftlichen Zwecken oder meereskundlichen Untersuchungen dienen.

In § 2 der Seeanlagenverordnung wird ein neuer Absatz 4 angefügt, der Windenergieanlagen auf See und den Anlagen, die der Übertragung des in ihnen erzeugten Stroms dienen, in Gebieten, die der Flächenentwicklungsplan nach WindSeeG festgelegt hat, Vorrang gegenüber sonstigen Seeanlagen einräumt.

Zu Artikel 21 (Änderung der Verordnung zu den internationalen Regeln von 1972 zur Verhütung von Zusammenstößen auf See)

Die Errichtung von Schutzzonen u.a. für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Windenergie auf See wird zukünftig in § 53 WindSeeG geregelt. Daher ist sicherzustellen, dass auch nach dieser Vorschrift errichtete Schutzzonen solche im Sinn der Verordnung zu den Internationalen Regeln von 1972 zur Verhütung von Zusammenstößen auf See sind.

Zu Artikel 22 (Änderung des Zehnten Buches Sozialgesetzbuch

Der Katalog der Datenübermittlungsbefugnisse in § 71 SGB X wird durch die Möglichkeit der Übermittlung von Sozialdaten zur Erfüllung der in § 69a EEG 2016 bezeichneten Mitteilungspflicht erweitert, nach der die Behörden der Zollverwaltung verpflichtet sind, dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) auf Ersuchen die für die Berechnung der Bruttowertschöpfung erforderlichen Informationen einschließlich personenbezogener Daten mitzuteilen.

Das BAFA prüft nach den §§ 63ff. EEG 2014 die Anträge der stromkostenintensiven Unternehmen auf Begrenzung der EEG-Umlage. Bei der Prüfung und der Berechnung der Stromkostenintensität werden die Unterscheidungen der tatsächlichen Arbeitsverhältnisse (Leiharbeitnehmer, auswärtige Bearbeitung oder rechtswidrige verdeckte Arbeitnehmerüberlassung) relevant, da die Personalkosten je nach der Ausgestaltung der Arbeitsverhältnisse unterschiedlich berücksichtigt werden.

Die Behörden der Zollverwaltung erlangen im Rahmen von Außenprüfungen bei Unternehmen zur Bekämpfung von Schwarzarbeit und illegaler Beschäftigung Kenntnis davon, ob in den Unternehmen eine verdeckte Arbeitnehmerüberlassung vorliegt und verfügen über die notwendigen Erkenntnisse über die tatsächliche Ausgestaltung der Arbeitsverhältnisse. Bezüglich dieser Daten unterliegen die Behörden der Zollverwaltung dem besonderen Sozialgeheimnis nach § 35 SGB I. Zur Verhinderung, dass Unternehmen, die eine verdeckte Arbeitnehmerüberlassung vornehmen, nicht zusätzlich durch Begrenzung der EEG- Umlage finanziell profitieren, und zur Vermeidung der Doppelprüfungen besteht ein überwiegendes öffentliches Interesse an der Übermittlung von Sozialdaten von den Behörden der Zollverwaltung an das BAFA. Im Übrigen wird auf die Begründung des § 69a EEG 2016 verwiesen.

Artikel 23 (Inkrafttreten, Außerkrafttreten)

Zu Absatz 1

Das Gesetz tritt grundsätzlich am 1. Januar 2017 in Kraft (Satz 1).

Zu Absatz 2

Die Freiflächenausschreibungsverordnung tritt am 1. Januar 2017 außer Kraft.

Zu Absatz 3

Die §§ 17a, 17b und 17c EnWG treten mit Ablauf des Jahres 2024 außer Kraft. Sie enthalten die Regelungen zum Bundesfachplan Offshore und zum Offshore-Netzentwicklungsplan. Nach der Übergangsphase werden diese Pläne nicht mehr benötigt, weil sie ganz im Flächenentwicklungsplan bzw. teilweise im Flächenentwicklungsplan und teilweise im Netzentwicklungsplan aufgehen. Schon deutlich vor 2024 tritt der erste Flächenentwicklungsplan in Kraft, sein Planungshorizont erstreckt sich aber auf die Inbetriebnahme von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen ab 2025. Für die Jahre davor sind die Planungen noch im letzten Bundesfachplan Offshore und im letzten Offshore-Netzentwicklungsplan enthalten (zur jeweils letztmaligen Vorlage vgl. EnWG).

Anlage 2

Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gem. § 6 Abs. 1 NKR-Gesetz:

Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (EEG 2016) (NKR-Nr. 3658)

Der Nationale Normenkontrollrat hat das oben genannte Regelungsvorhaben geprüft.

I.1 Zusammenfassung

Bürgerinnen und Bürger	Kein Erfüllungsaufwand
Wirtschaft Jährlicher Erfüllungsaufwand	Im Saldo 25 Millionen Euro
Verwaltung Jährlicher Erfüllungsaufwand	Im Saldo 20 Millionen Euro
Evaluation	Das Ressort wird das Vorhaben nach vier Jahren und danach erneut alle vier Jahre evaluieren.
Das Ressort hat die Auswirkungen des Regelungsvorhabens detailliert und nachvollziehbar dargestellt. Der Nationale Normenkontrollrat macht im Rahmen seines gesetzlichen Prüfauftrages keine Einwände gegen die Darstellung der Gesetzesfolgen im vorliegenden Regelungsvorhaben geltend.	

I.2 Im Einzelnen

I.2.1 Inhalt

Als Teil der Energiewende soll der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent, bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent und bis 2050 auf 80 Prozent steigen. Diese Ausbaupfade sind bereits im EEG 2014 enthalten. Damit kommt den erneuerbaren Energien eine immer größere Bedeutung bei der Stromerzeugung zu, die langfristig in einer zentralen Rolle münden wird.

Aus diesem Grund sollen die erneuerbaren Energien immer stärker in die Strommärkte und das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist daher in den letzten Jahren regelmäßig novelliert worden. Das EEG 2014 enthält in

§ 2 Absatz 5 Satz 1 die Grundsatzentscheidung, das Fördersystem für erneuerbare Energien von festen Vergütungen auf Ausschreibungen umzustellen. Kleine Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 750 Kilowatt (kW) sind grundsätzlich ausgenommen und werden nach dem bestehenden System gefördert.

Mit dem EEG 2016 wird die Umstellung auf Ausschreibungen im Wesentlichen vollzogen. Darüber hinaus werden weitere Gesetze und Verordnungen erlassen bzw. geändert (z. B. das Windenergie-auf-See-Gesetz und das Energiewirtschaftsgesetz). Ferner werden Verordnungen wie die Seeanlagenverordnung und die Freiflächenausschreibungsverordnung in das EEG intergiert.

Betroffene Erzeugungsarten:

- Windenergieanlagen an Land
- Windenergieanlagen auf See
- Photovoltaikanlagen
- Biomasseanlagen (ab einer installierten Leistung von 150 kW).

Das Ausschreibungssystem funktioniert wie folgt:

- Der in EEG-Anlagen erzeugte Strom wird nur noch gefördert, wenn die betreffenden Anlagen erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben.
- Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist für die Durchführung der Ausschreibungen zuständig. Pro Ausschreibungsrunde wird für jede Technologie eine vorab bestimmte Leistung ausgeschrieben.
- Die niedrigsten Gebote erhalten den Zuschlag, bis die ausgeschriebene Leistung erreicht ist. Die Gebote setzen sich aus dem Marktwert des ausgeschriebenen Stromes und der Marktprämie (=Förderbetrag) zusammen und dürfen einen Höchstpreis, der vorab von der BNetzA veröffentlicht wird, nicht überschreiten.
- Realisiert wird die Förderung wie bisher durch die Einspeisevergütung der öffentlichen Netzbetreiber, die weiterhin einer Anschluss- und Abnahmepflicht unterliegen. Die Einspeisevergütung wird wie bisher als Grundlage zur Ermittlung der EEG-Umlage herangezogen.
- Die Projekte müssen innerhalb einer bestimmten Frist realisiert werden. Bei Fristüberschreitung wird eine Strafzahlung fällig.
- Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 kW werden von den Ausschreibungen ausgenommen und nach dem bisherigen System vergütet (gilt für Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land). Ebenso werden Technologien ausgenommen, bei denen der Wettbewerb nicht stark genug ist, um Ausschreibungen sinnvoll durchzuführen. Dazu gehören Wasserkraft-, Geothermie-, Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen.
- Übergangsweise werden von den Ausschreibungen ausgenommen:
    - Windenergieanlagen an Land, die bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt und bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden und
    - Windenergieanlagen auf See, die bis Ende 2016 eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Anschlusskapazität bekommen haben und bis Ende 2020 in Betrieb gehen.

I.2.2 Erfüllungsaufwand

Das Ressort hat die Auswirkungen des Regelungsvorhabens detailliert und nachvollziehbar dargestellt. Sämtliche Schätzungen wurden durch die BNetzA durchgeführt.

I.2.2.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Das Regelungsvorhaben hat für Bürgerinnen und Bürger keine unmittelbaren Auswirkungen. Mittelbare Auswirkungen können sich durch eine Änderung der EEG-Umlage und eine damit einhergehende Erhöhung oder Verringerung des Strompreises ergeben. Von einer Veränderung der EEG-Umlage geht das Ressort jedoch nicht aus (vgl. dazu unten I.2.2.4).

I.2.2.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Für die Wirtschaft ergibt sich eine Erhöhung des jährlichen Erfüllungsaufwands aus der Systemumstellung auf Ausschreibungen von insgesamt circa 25 Millionen Euro. Besonders ins Gewicht fallen:

- Einarbeitung in die neuen Vorgaben, Vorbereitung der Gebotserstellung: Jährlich rund
    - 241.000 Euro für Solarenergie,
    - 375.000 Euro für Windenergie an Land,
    - 280.000 Euro für Biomasse,
    - 63.000 Euro für Windenergie auf See.
- Kosten für die Bereitstellung der Sicherheitsleistung für erfolgreiche Bieter: Jährlich rund
    - 539.000 Euro für Solarenergie,
    - 4 Millionen Euro für Windenergie an Land,
    - 520.000 Euro für Biomasse,
    - 38 Millionen Euro für Windenergie auf See.
- Entlastung dadurch, dass künftig für die Vorbereitung des Planfeststellungsverfahrens für Windenergieanalgen auf See bestimmte Informationen durch die Behörden zur Verfügung gestellt werden: Rund 19 Millionen Euro.

I.2.2.3 Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

Für die Verwaltung erhöht sich der jährliche Erfüllungsaufwand um circa 20 Millionen Euro. Grund für die Erhöhung ist, dass die Ausschreibungen durch Behörden vollzogen werden. Der gesamte Erfüllungsaufwand entfällt auf den Bund, betroffen sind vor allem die BNetzA (zuständig für die Durchführung der Ausschreibungen) und das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH, zuständig für die Flächenentwicklungsplanung und staatliche Voruntersuchungen der Flächen nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz). Es entstehen Personalkosten von insgesamt rund 3 Millionen Euro und Sachkosten von insgesamt rund 17 Millionen Euro.

Der jährliche Erfüllungsaufwand für Solaranlagen, Biomasseanlagen und Windenergieanlagen an Land (BNetzA) beträgt circa 1,5 Millionen Euro. Größter Einzelfaktor ist hier die Prüfung der Gebote im Rahmen der Ausschreibungsverfahren.

So entfallen

- 132.000 Euro auf Solarenergie
- 103.000 Euro auf Windenergie an Land,
- 77.000 Euro auf Biomasse.

Der jährliche Erfüllungsaufwand für Windenergieanlagen auf See beträgt rund 19 Millionen Euro. Davon entfallen rund 300.000 Euro auf die BNetzA. Hier fallen vor allem die künftig durch das BSH durchzuführenden geotechnischen Untersuchungen des Meeresbodens (10 Millionen Euro) sowie die Durchführung des Standarduntersuchungskonzepts zur Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (5,5 Millionen Euro) ins Gewicht. Beide Aufgaben werden ausgeschrieben.

Durch den Wegfall der Freiflächenausschreibungsverordnung wird die Verwaltung allerdings um rund 700.000 Euro entlastet.

I.2.2.4 Weitere Kosten

Ein kostentreibender Faktor für Bürgerinnen und Bürger, für die Wirtschaft und für die Verwaltung könnte eine mögliche Erhöhung der EEG-Umlage sein. Das Ressort rechnet insgesamt jedoch nicht mit einer Veränderung der EEG-Umlage und begründet dies wie folgt:

- Die Einführung des Ausschreibungsregimes diene der Kosteneffizienz und der Entwicklung von Wettbewerb; Erfahrungen aus den Pilotausschreibungen zeigten, dass es zu keinen Kostensteigerungen kommt.
- Die Festlegung von Höchstpreisen, die sich an den heutigen festen Vergütungssätzen orientiert, verhindere ein Marktversagen zu Lasten der Verbraucher.
- Mit der Einführung des Ausschreibungssystems können die geförderten Mengen besser gesteuert werden, wodurch zu hohe Ausbauraten, die sich negativ auf die Entwicklung der EEG-Umlage auswirken können, vermieden würden.

Für die Einschätzung des Ressorts spricht ebenfalls, dass der Ausbaukorridor mit dem EEG 2016 nicht verändert wird, der Anteil des aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenen Stroms also gleich bleibt. Vor diesem Hintergrund ergeben sich für den NKR keine Anhaltspunkte, die vom Ressort erstellte Prognose hinsichtlich der Strompreisentwicklung in Frage zu stellen. Allerdings kommt es nach dieser Prognose auch nicht zu der ursprünglich beabsichtigten Reduzierung der Kosten.

Der Nationale Normenkontrollrat macht im Rahmen seines gesetzlichen Prüfauftrages keine Einwände gegen die Darstellung der Gesetzesfolgen im vorliegenden Regelungsvorhaben geltend.

Dr. Ludewig	Schleyer
Vorsitzender	Berichterstatter

Anlage 3

Stellungnahme des Bundesrates

Der Bundesrat hat in seiner 946. Sitzung am 17. Juni 2016 beschlossen, zu dem Gesetzentwurf gemäß Artikel 76 Absatz 2 des Grundgesetzes wie folgt Stellung zu nehmen:

1. Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 3 Nummer 15 Buchstabe b,Buchstabe c, Buchstabe d – neu – EEG 2016)

   In Artikel 1 Nummer 3 ist § 3 Nummer 15 wie folgt zu ändern:

   a) Buchstabe b ist wie folgt zu fassen:

      „b) bei der mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll, oder in einer Gemeinde, die an die Gemeinde, in der die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll, angrenzt, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind, und“

   b) Buchstabe c ist wie folgt zu fassen:

      „c) bei der kein Mitglied der Gesellschaft, soweit es sich um ein Unternehmen in mehrheitlich kommunaler Trägerschaft handelt, mehr als 24,9 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält,“

   c) Folgender Buchstabe d ist anzufügen:

      „d) bei der kein sonstiges Mitglied der Gesellschaft mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält,“

   Begründung:

   Die Bürgerenergie und der Erhalt der Akteursvielfalt haben sowohl bei der Windenergie als auch bei der PV eine besondere Bedeutung bei der Umsetzung der Energiewende.

   Durch die Bürgerenergie können Akzeptanz und regionale Wertschöpfung vor Ort positiv entwickelt werden. Der bisherige Ausbau der erneuerbaren Energien basiert maßgeblich auf dem Engagement einer Vielzahl unterschiedlicher Akteure.

   Vor diesem Hintergrund wird begrüßt, dass das EEG 2016 im Rahmen der geplanten Umstellung auf Ausschreibungen für die Windenergie Sonderregelungen für kleine Akteure und Bürgerenergieprojekte für erforderlich hält.

   Die im EEG 2016 vorgesehene Definition einer „Bürgerenergiegesellschaft“, die an die regionale Verwurzelung der Gesellschafter anknüpft, wird als verbesserungswürdig angesehen. Zum einen sollte gewährleistet werden, dass Bürger, die in einer Nachbargemeinde zur Gemeinde mit den geplanten Windenergieanlagen leben, auch dann sich beteiligen können, wenn ihre Gemeinde nicht im selben Landkreis liegt. Dies wird durch die vorgeschlagene Änderung in § 3 Nummer 15 Buchstabe b sichergestellt. Auch sollten verbesserte Beteiligungsmöglichkeiten für Stadtwerke in kommunaler Trägerschaft geschaffen werden. In vielen Regionen sind diese die maßgeblichen Treiber für die Realisierung von Bürgerenergieanlagen und gewährleisten in vielen Fällen weitgehende Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgern und tragen somit maßgeblich zu Akzeptanz und Zustimmung zu Windkraftprojekten bei.

   Für diese Akteure sollte daher die Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung von bis zu 24,9 Prozent geschaffen werden, um für die Finanzierung der Projekte auch solventere Akteure zu gewinnen.

2. Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 3 Nummer 19 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 3 sind in § 3 Nummer 19 nach den Wörtern „und diese Person“ die Wörter „den Strom aus der PV-Anlage eines Dritten bezieht oder“ einzufügen.

Begründung:

Der vorliegende Gesetzentwurf bietet PV-Mieterstrommodellen keine wirtschaftliche Perspektive. Dabei ist die Erhebung der vollen EEG-Umlage im EEG ein wesentliches Hemmnis.

PV-Mieterstrommodelle können als vor-Ort-Produkt die Akteursvielfalt auf der Angebotsseite fördern. So können PV-Mieterstrommodelle das Angebotsportfolio von Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Energiedienstleistern erweitern. PV-Mieterstrommodelle bieten auch neuen Anbietern (beispielsweise Energiegenossenschaften und Wohnungsbaugesellschaften) eine Chance, sich auf dem Energiemarkt einzubringen.

Zudem erhalten auch Mieterinnen und Mieter die Möglichkeit, an der Energiewende teilzuhaben. Mit diesen Geschäftsmodellen würde die vielfach diskutierte soziale Schieflage und Entsolidarisierung zwischen Eigentümern als Profiteuren der erneuerbaren Energien und Mietern entschärft.

PV-Mieterstrommodelle tragen schließlich zur Systemintegration bei, indem die Erzeugung des PV-Stroms stärker am Bedarf ausgerichtet wird. Die dezentrale Abstimmung zwischen Erzeugung und Nachfrage ist aufgrund der besser verfügbaren Informationen leichter erreichbar als in einem zentralen Markt. Die Nutzung vor Ort erzeugten Stroms liefert Verbrauchern beziehungsweise Verbrauchergemeinschaften einen ökonomischen Anreiz, durch Lastverschiebungen ihr System so zu optimieren, dass eine möglichst hohe Harmonisierung von Erzeugung und Verbrauch vor Ort erreicht wird. Dadurch gleichen sich Angebot und Nachfrage an, was zur Entlastung der Netze führt, deren Ausbaubedarf verringert und die Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien fördert.

Um PV-Mieterstrommodellen eine wirtschaftliche Perspektive zu geben, muss in § 3 EEG 2016 der Verbrauch von Strom aus PV-Anlagen Dritter im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang dem Eigenverbrauch gleichgestellt werden und damit der Strom aus der PV-Anlage teilweise von der EEG-Umlage befreit werden.

3. Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 3 Nummer 33 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 3 sind in § 3 Nummer 33 nach dem Wort „verbraucht,“ die Wörter „also diese Energie nicht nach erfolgter Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher wieder ausspeist,“ einzufügen.

Begründung:

Damit soll klargestellt werden, dass die Zwischenspeicherung keinen Letztverbrauch darstellt. Es sollen die Doppelbelastungen für die bloße Zwischenspeicherung von Energie vermieden werden. Mit der Erweiterung wird der Bundesrats-Beschluss Drucksache 542/15 (B) vom 18. Dezember 2015 zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) aufgegriffen.

4. Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 3 Nummer 43a – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 3 ist in § 3 nach Nummer 43 folgende Nummer 43a einzufügen:

„43a. Stromerzeugungsanlage jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom; Teil der Stromerzeugungsanlage sind alle baulichen und technischen Einrichtungen, deren Zusammenwirken zur Stromerzeugung notwendig ist,“

Begründung:

Das Gesetz verwendet an wesentlichen Stellen, insbesondere bei der Definition der „Eigenversorgung" in § 3 Nummer 19 EEG-E 2016 und bei den Regelungen in § 61 EEG 2014 zur Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger, den Begriff der „Stromerzeugungsanlage", ohne dass dieser im Gesetzestext konkret definiert wäre. Dies führt dazu, dass die Bestimmung dieses für die Beurteilung der EEG-Umlagepflicht und damit für die Frage der Rentabilität von Investitionen maßgeblichen Begriffs erst im weiteren Verlauf der Gesetzesanwendung durch die Netzbetreiber – und unter Umständen erst durch die Gerichte – zu erwarten ist.

Daraus ergeben sich Innovations- und Investitionshemmnisse, z. B. in der Entwicklung innovativer Verfahren zur Effizienzsteigerung von industriellen Produktionsprozessen, weil die Frage der Belastung mit der EEG-Umlage regelmäßig ein investitionsentscheidender Kostenfaktor ist, der nach Möglichkeit bereits im Planungsstadium rechtssicher beurteilt werden muss. Da auch in anderen Bereichen der Energiewende tätige Unternehmen in hohem Maße auf Planungs- und Rechtssicherheit angewiesen sind, sollte eine Konkretisierung der für Investitionsentscheidungen wesentlichen Begriffe (hier „Stromerzeugungsanlage") nach Möglichkeit bereits im Gesetzestext erfolgen.

Der zu diesem Punkt von der Bundesnetzagentur in der Konsultationsfassung des Leitfadens zur Eigenversorgung (im Folgenden: der „Leitfaden") eingeschlagene Weg, als Stromerzeugungsanlage „im Ergebnis die Einrichtung anzusehen, in der elektrische Energie unabhängig vom eingesetzten Energieträger unmittelbar erzeugt wird", so dass „der einzelne Generator als bestimmendes Element einer Stromerzeugungsanlage anzusehen" sei (Seite 18 des Leitfadens), ist nicht überzeugend. Dieser Ansatz führt im Ergebnis zu einer Verengung des Begriffs der Stromerzeugungsanlage auf den Generator, die völlig der natürlichen Wortbedeutung zuwiderläuft.

Darüber hinaus steht er im Widerspruch zu dem nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (Urteil vom 04.11.2015 – VIII ZR 244/14, Urteil vom 23.10.2013 – VIII ZR 262/12) zu § 3 Nummer 1 Satz 1 EEG 2009 geltenden weiten Anlagenbegriff. Dieser weite Anlagenbegriff soll, wie sich aus der Sonderbestimmung zu Solaranlagen in § 3 Nummer 1 EEG-E 2016 und der dazu gegebenen Begründung ergibt, auch unter der Geltung des EEG 2016 beibehalten werden.

Es sollte deshalb eine Klarstellung in das EEG 2016 aufgenommen werden, aus der sich ergibt, dass der Begriff der „Stromerzeugungsanlage" sich von dem Begriff der „Anlage" in § 3 Nummer 1 EEG-E 2016 letztlich nur darin unterscheidet, dass eine „Stromerzeugungsanlage" auch dann gegeben ist, wenn die elektrische Energie aus anderen Quellen als aus erneuerbaren Energien oder Grubengas gewonnen wird. Textlich sollte dabei auf die vom Bundesgerichtshof zugrunde gelegte Definition des Anlagenbegriffs zurückgegriffen werden, wonach unter einer Anlage die Gesamtheit aller funktional zusammengehörenden technisch und baulich notwendigen Einrichtungen zu verstehen ist, die nach dem betrieblichen Gesamtkonzept der Stromerzeugung dienen.

5. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 19 Absatz 2 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 19 Absatz 2 wie folgt zu fassen:

„(2) Der Anspruch nach Absatz 1 besteht nur, soweit der Anlagenbetreiber für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch nimmt."

Begründung:

Bislang ermöglicht die Regelung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 StromStG, dass Strom befreit ist, der aus Anlagen bis 2 Megawatt vom Erzeuger im räumlichen Zusammenhang direkt an Letztverbraucher geliefert wird. Durch den Absatz 2 Nummer 2 im Entwurf zu § 19 EEG 2016 soll der Strom zukünftig nicht mehr gleichzeitig von der Stromsteuer befreit werden können.

Es gibt eine Vielzahl von dezentralen Versorgungskonzepten mit Strom aus Erneuerbaren Energien, die im Vertrauen auf die Vergütung bzw. Förderung nach dem EEG und die Stromsteuerbefreiung aus § 9 Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 3 StromStG geplant und realisiert worden sind. Durch eine Änderung der bisherigen

Gesetzeslage wäre eine Vielzahl von Investitionsentscheidungen betroffen. Damit drohen dezentralen Vermarktungskonzepten die Unwirtschaftlichkeit.

Mit der Streichung der Neuformulierung des Absatzes 2 in § 19 wird die bisherige Regelung im EEG 2014 beibehalten.

Im Gesetzentwurf wird zur Begründung ausgeführt, dass eine Überförderung nach den Vorgaben der Kommission aus der beihilferechtlichen Genehmigung zum EEG 2014 unzulässig ist. Dagegen stehen die folgenden Argumente:

– Nach Auffassung der Bundesregierung stellt das EEG keine Beihilfe dar.
– Steuerbefreiungen aus § 9 Absatz 1 StromStG sind Bestandteil des in der Europäischen Gemeinschaft harmonisierten Verbrauchssteuersystems und beruhen auf den Vorgaben der Richtlinie 2003/96/EG, insbesondere Erwägungsgrund 25, Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe B) und Artikel 21 Absatz 5.
– Mit Schreiben der Kommission vom 9. März 2000 (Staatliche Beihilfe Nummer N 575/A/99) wurde festgestellt, dass die Steuerbefreiung für Anlagen bis 2 MW keine Beihilfe darstellt.
– Mit der bisherigen Regelung erhalten die Betreiber die Möglichkeit, Kunden mit räumlicher Nähe zum Windpark von der Stromsteuer zu befreien. Dies trägt zur Akzeptanz der Erneuerbaren Energien im ländlichen Raum bei.

Fazit: Eine Kumulierung beihilferechtsrelevanter Forderungen scheidet daher aus diesen Gründen aus.

Mit dem Vorschlag wird der Bundesrats-Beschluss Drucksache 542/15 (B) vom 18. Dezember 2015 zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) umgesetzt.

6. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 EEG 2016)

In Artikel Nummer 6 ist § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 wie folgt zu fassen:

„3. Prototypen sowie Forschungswindenergieanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 125 Megawatt pro Jahr.“

Folgeänderung:

In Artikel 1 Nummer 3 ist in § 3 nach Nummer 22 folgende Nummer 22a einzufügen:

„22a. Forschungswindenergieanlage ist jede Anlage, die ausschließlich zur wissenschaftlichen Forschung an der Anlage durch Hochschulen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen genutzt und betrieben wird und deren Erlöse aus diesem Gesetz ausschließlich für wissenschaftliche Forschungen an der Anlage eingesetzt werden.

Über das Vorliegen der Voraussetzungen sind entsprechende Nachweise zu führen.“

Begründung:

Bei Forschungswindenergieanlagen handelt es sich i. d. R. um am Markt verfügbare Windenergieanlagen, die forschungstechnisch – d. h. durch eine sehr intensive Instrumentierung und / oder gezielte Umbauten – ertüchtigt sind, mit einer Leistung oberhalb der Bagatellgrenze von 750 kW. Sie wären auf Grund des Betriebs zu Forschungszwecken – d. h. erhöhte Stillstandszeiten für experimentelle Um- und Anbauten – in Ausschreibungen gegenüber rein kommerziell betriebenen Windenergieanlagen nicht konkurrenzfähig. Um den Betrieb von Forschungswindenergieanlagen und damit verbunden eine bedeutende Innovationsmöglichkeit zu erhalten, sollten Forschungswindenergieanlagen ebenso wie Prototypen von der Ausschreibungspflicht befreit werden.

Jährlich werden bislang nur sehr wenige (einstelliger Bereich) Forschungswindenergieanlagen errichtet, so dass ein messbarer Effekt auf die EEG-Umlage vernachlässigt werden kann.

Forschungswindenergieanlagen sind im Gesetzentwurf nicht definiert. Die Definition ist jedoch erforderlich, weil Forschungswindenergieanlagen ebenso wie Prototypen von dem Zwang der Ausschreibung befreit werden müssen.

Zur Definition von Forschungswindenergieanlagen soll der Besitz / Betrieb durch öffentliche Forschungseinrichtungen (Universitäten, Fachhochschulen, Fraunhofer-Gesellschaft, Helmholtz-Gemeinschaft) als Voraussetzung gelten, die die Anlagen ohne Gewinnerzielungsabsicht betreiben müssen. So wird verhindert, dass Windenergieanlagen nur scheinbar der Forschung dienen und rein kommerziell betrieben werden.

7. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 24 Absatz 1 Satz 4 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist dem § 24 Absatz 1 folgender Satz 4 anzufügen:

„Abweichend von Satz 1 werden Solaranlagen, die sich zwar auf demselben Grundstück oder in unmittelbarer räumlicher Nähe, aber auf verschiedenen Wohngebäuden oder öffentlichen Gebäuden befinden, nicht zusammengefasst.“

Begründung:

Mit dieser ergänzenden Ausnahmeregelung können zukünftig weiterhin Mieterstrommodelle mit PV-Anlagen realisiert werden.

8. Zu Artikel 1 Nummer 6 und 12 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa, bb und cc – neu –

(§ 27a Satz 1 und Absatz 2 – neu – sowie § 61 Absatz 2 Nummer 5 EEG 2016)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

a) In Nummer 6 ist § 27a wie folgt zu ändern:

   aa) In Satz 1 ist das Wort „gesamten“ zu streichen.

   bb) Folgender Absatz 2 ist anzufügen:

      „(2) Macht der Betreiber der Anlage während des Zeitraums, in dem er Anspruch auf Zahlungen nach diesem Gesetz hat, von der Regelung nach § 61 Absatz 2 Nummer 5 Gebrauch, so verlängert sich der Zahlungszeitraum nach § 25 nicht.“

b) In Nummer 12 ist Buchstabe b wie folgt zu ändern:

   aa) In Doppelbuchstabe aa sind nach den Wörtern „in Anspruch nimmt“ ersetzt“ die Wörter „und das Wort „oder“ gestrichen“ einzufügen.

   bb) In Doppelbuchstabe bb sind nach den Wörtern ‚durch die Angabe „24“ ‘ die Wörter ‚und der abschließende Punkt durch das Wort „, oder“ ‘ einzufügen.

   cc) Folgender Doppelbuchstabe cc ist anzufügen:

      ‚cc) Folgende Nummer 5 wird angefügt:

         „5. wenn der Eigenversorger Strom aus einer Anlage nach § 3 Nummer 1 bezieht, die Anlage gem. § 22 Absatz 1 an der wettbewerblichen Bestimmung der Marktprämie teilnehmen müsste und für die gesamte Strommenge keine Vergütung nach § 19 in Anspruch genommen wird.“ ‘

Begründung:

Durch diese Regelung haben die Anlagenbetreiber die Möglichkeit, auch zu einem späteren Zeitpunkt von der Regelung zum Eigenverbrauch Gebrauch zu machen. Dabei ist die Klarstellung wichtig, dass sich der Zeitraum des Zahlungsanspruchs, welchen er durch die Ausschreibung erlangt hat, nicht verlängert.

Eigenversorgungskonzepte können gemäß § 27a nicht an Ausschreibungen teilnehmen. Dennoch entstehen insbesondere im industriellen Bereich sinnvolle Eigenversorgungskonzepte, denen zukünftig Raum ver-

schafft werden sollte. Diese Konzepte sollen keine Förderung durch die Marktprämie oder Einspeisevergütung erhalten, im Gegenzug jedoch auch keine EEG-Umlage zahlen müssen, um diese Konzepte wirtschaftlich gestaltbar zu machen.

Dafür ist in § 27a eine Änderung in Absatz 1 vorzunehmen und ein neuer Absatz 2 einzufügen.

9. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 28 Absatz 7 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 ist dem § 28 folgender Absatz 7 anzufügen:

„(7) Das Ausschreibungsvolumen nach § 28 Absatz 1 bis 3 erhöht sich für den jeweils nächsten Gebotstermin um die bezuschlagte Gebotsmenge, die seit dem vorangegangenen Gebotstermin aufgrund von Nichtrealisierung nach § 35a entwertet worden ist.“

Begründung:

Nicht realisierte Projekte müssen in ihrer Menge wieder dem zur Verfügung stehenden Ausbauvolumen zugeschlagen werden.

10. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 36c Absatz 1, Absatz 2 Satz 1 und Absatz 3 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 36c wie folgt zu ändern:

a) In der Überschrift ist das Wort „Netzausbaugebiet“ durch das Wort „Netzengpassgebiet“ zu ersetzen.

b) Absatz 1 ist wie folgt zu fassen:

„(1) Der weitere Zubau von Windenergieanlagen an Land soll in dem Gebiet, in dem zu erwarten ist, dass in den nächsten drei bis fünf Jahren in erheblichem Umfang die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen abgeregelt werden muss (Netzengpassgebiet), gesteuert werden.“

c) In Absatz 2 Satz 1 ist das Wort „Netzausbaugebiet“ durch das Wort „Netzengpassgebiet“ zu ersetzen.

d) Absatz 3 ist wie folgt zu fassen:

„(3) Bei der Festlegung des Netzengpassgebiets werden folgende Kriterien berücksichtigt:

1. das Netzengpassgebiet darf ausschließlich solche Regionen erfassen, in denen in den nächsten drei bis fünf Jahren aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz Abregelungen von Windenergieanlagen an Land in erheblichem Umfang erforderlich sein werden,

2. das Netzengpassgebiet soll räumlich zusammenhängende Flächen, höchstens aber 20 Prozent der Bundesfläche erfassen,

3. das Netzengpassgebiet muss netzgebietsscharf oder landkreisscharf festgelegt werden.“

Als Folge ist

in den Absätzen 4, 5 und 6 jeweils das Wort „Netzausbaugebiet“ durch das Wort „Netzengpassgebiet“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Problematik der zunehmenden, kostentreibenden Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen in Norddeutschland war Auslöser für die kurzfristige Aufnahme der Regelung zur Einrichtung eines Netzengpass- bzw. Netzausbaugebiets in den Gesetzentwurf des EEG. Der Gesetzgeber verfolgt mit deren Einrichtung das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien im Norden auf ein netzverträgliches Maß zu begrenzen, solange die Netze noch nicht bedarfsgerecht ausgebaut sind.

Die Regelung zur Einrichtung eines Netzausbaugebiets nach dem Gesetzentwurf ist allerdings nicht geeignet, dieser Problematik wirksam zu begegnen. Vielmehr lässt sie die eigentliche Problematik, nämlich die entschädigungspflichtigen Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen in Norddeutschland, völlig unberücksichtigt.

Einzig sachgerecht ist es, auf die zu erwartenden Abregelungen von Windenergieanlagen abzustellen, die von den Übertragungsnetzbetreibern in ihrer Systemanalyse prognostiziert werden. Die vorgeschlagene Regelung setzt daher an den Ursachen an und ist somit, anders als der Gesetzentwurf, geeignet, das von der Bundesregierung selbst gesteckte Ziel zu erreichen.

Bei Umsetzung ist die Notwendigkeit von weiteren Folgeänderungen zu prüfen.

11. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 36e Absatz 2 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 36e Absatz 2 wie folgt zu fassen:

„(2) Im Falle einer Drittanfechtung der Genehmigung verlängert sich die Gültigkeit des Zuschlags um die tatsächliche Dauer des Rechtsmittelverfahrens aller Instanzen. In dieser Zeit wird keine Pönale fällig. Bei Abschluss des Rechtsmittelverfahrens erlischt der Zuschlag unmittelbar bei Aufhebung der Genehmigung pönalenfrei; bei Fortbestand der Genehmigung beträgt die Realisierungsfrist 24 Monate.“

Folgeänderung:

In Artikel 1 Nummer 6 ist dem § 36i folgender Satz anzufügen:

„Im Falle einer Verlängerung nach § 36e Absatz 2 Satz 1 beginnt der Zeitraum des Zahlungsanspruchs ab Inbetriebnahme der Anlage.“

Begründung:

Die vorgeschlagene Änderung ist notwendig, um einen sicheren Schutz vor Klagen zu gewährleisten. Ein „Blockieren“ von anderen Projekten durch die Verlängerung des Zuschlags für beklagte Projekte ist nicht gegeben. Der Standort ist nicht durch den Vergütungszuschlag, sondern durch die BImSchG-Genehmigung belegt und wird damit erst nach einer eventuellen Aufhebung der Genehmigung wieder frei. Ein „Ausschreibungsvolumen“ wird nach der vorgesehenen Systematik des EEG ebenfalls nicht blockiert. Die Ausschreibungsmenge eines Jahres bemisst sich nach der faktisch installierten Leistung, die eine gewisse Strommenge erzeugt. Ist die WEA noch nicht gebaut, nimmt sie noch kein Ausbauvolumen der Strommenge des 45 Prozent-Ziels in Anspruch. Das Mindestausbauvolumen wird pro Kalenderjahr zugeteilt, eine Anrechnung des Volumens nicht realisierter Projekte auf das Mindestausbauvolumen in den Folgejahren ist nicht vorgesehen, so dass auch in dieser Hinsicht kein Ausbauvolumen blockiert wird.

Die Dauer eines Rechtsmittelverfahrens liegt nicht in der Verantwortung des Beklagten. Er hat keinerlei Möglichkeit, das Verfahren zu beschleunigen, im Gegenteil besteht für Kläger die Möglichkeit, Verzögerungen zu verursachen. Eine Kürzung des Vergütungszeitraums sanktioniert somit eine nicht verschuldete Verzögerung und bietet Windenergiegegnern eine gezielte Möglichkeit, Schaden zu verursachen. Vor dem Hintergrund der durch den Wettbewerb bereits knapp kalkulierten Vergütungen wird eine solche Verkürzung des Vergütungszeitraums schnell zur Unwirtschaftlichkeit des Projektes führen.

12. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 36f EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 36f nach der Überschrift wie folgt zu fassen:

„(1) Zuschläge sind den Windenergieanlagen an Land, auf die sich die in dem Gebot angegebene Genehmigung bezieht, verbindlich und dauerhaft zugeordnet. Sie dürfen nicht auf andere Projekte übertragen werden.

(2) Wird die Genehmigung für das bezuschlagte Projekt nach der Erteilung des Zuschlags geändert oder neu erteilt, bleibt der Zuschlag auf die geänderte oder neu erteilte Genehmigung bezogen. Der Umfang des Zuschlags sowie die Realisierungsfristen verändern sich dadurch nicht."

Begründung:

Die Gewährung von Anpassungen der Genehmigung nach Erteilung des Zuschlags wäre von großer Wichtigkeit für die Realisierungswahrscheinlichkeit.

Im Rahmen der detaillierten Bauplanung müssen oft Anpassungen vorgenommen werden (kleinräumige Standortverschiebung um wenige Meter, Fundamentänderungen u.ä.). Ein Wechsel des Anlagenherstellers kann bei Lieferschwierigkeiten die zeitnahe und fristgerechte Realisierung sichern. § 36f EEG 2016 erkennt diese Anpassungsnotwendigkeiten grundsätzlich an. Die Behördenpraxis in den Ländern ist unterschiedlich, so dass die genannten beispielhaften Tatbestände teilweise formal über Änderungsgenehmigungen oder aber über Neugenehmigungen abgewickelt werden. Die unterschiedliche Behördenpraxis resultiert aus divergierender obergerichtlicher Rechtsprechung und kann daher in der Praxis nicht angepasst werden. Bei der Beschränkung des Wortlauts auf „Änderungsgenehmigungen" käme es daher sowohl zu einer Ungleichbehandlung der Betreiber in verschiedenen Ländern als auch zu einer sinkenden Realisierungsquote.

13. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 39a EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist in § 39a die Angabe „60 Euro" durch die Angabe „30 Euro" zu ersetzen.

Begründung:

Die Höhe der Sicherheit soll 30 Euro pro Kilowatt betragen. Dieser Wert ist niedriger als bei Solaranlagen und entspricht der Höhe bei Windanlagen. Da Biomasse wie Windanlagen wegen der „späten Ausschreibung" eine deutlich höhere Realisierungswahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Ausschreibung aufweisen, soll die Sicherheit auf die gleiche Höhe wie bei Windanlagen gesetzt werden. Aus diesem Grunde wird die Sicherheit auch nur als Erstsicherheit fällig (anders als bei Solaranlagen).

14. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 39 ff EEG 2016)

Biomasseanlagen können eine wichtige Regelfunktion im Energiesystem erfüllen. Effiziente und netzdienlich einsetzbare Bestandsanlagen brauchen daher kurzfristig eine Perspektive auf eine Anschlussförderung. Der Bundesrat beklagt, dass diese an den energiepolitischen Anforderungen ausgerichtete Förderung der Bioenergie nicht erfolgt. Der Bundesrat verweist in diesem Zusammenhang auf seinen Beschluss in BR-Drucksache 555/15 (Beschluss).

15. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 44 Nummer 2 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 sind in § 44 Nummer 2 die Wörter „installierte Leistung" durch das Wort „Bemessungsleistung" zu ersetzen.

Begründung:

Der derzeitige anzulegende Wert dieser Anlagen beträgt 23,14 Cent pro Kilowattstunde. Damit könnten schon heute zu den zu erwartenden Erlösen aus dem Stromverkauf kaum mehr Anlagen realisiert werden. Um den Zubau dieser Anlagen kostenneutral zu unterstützen, wird den Anlagen durch die Umstellung auf Bemessungsleistung ermöglicht, Zusatzerlöse aus einer Wärmenutzung zu generieren. Durch diese Umstellung könnten Biomasseanlagen einen saisonal ausgerichteten Anlagenbetrieb führen. D. h. statt wie bisher nahezu 8 760 Stunden pro Jahr Volllast könnten die Anlagen im Sommer die Anlagenleistung reduzieren und nahezu ausschließlich Gülle vergären. Im Winter, wenn typischerweise ein entsprechender Wärmebedarf besteht, könnte dann im Rahmen der Substratregelung (max. 20 Prozent Anbaubiomasse) ein verstärkter Einsatz der energiereichen Substrate erfolgen. Damit würde dann die maximale Leistungskapazität der

Blockheizkraftwerke abgerufen. Gleichzeitig müsste die entstehende Abwärme in deutlich geringerem Umfang zur Heizung der Fermenter eingesetzt werden, sodass in erheblichem Umfang Überschusswärme entsteht, die fossile Brennstoffe substituieren könnte. In der Summe könnten diese Zusatzerlöse dazu führen, dass ein geringer Teil der Stromgestehungskosten durch Wärmeerlöse beglichen werden kann, sodass der notwendige gewinndeckende Anteil des anzulegenden Wertes verringert werden kann. Eine höhere Realisierungsrate dieser Biomasseanlagetypen wäre die Folge.

16. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 44a EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 44a zu streichen.

Begründung:

Die Beibehaltung der in § 44a genannten vierteljährlichen Degression von 0,5 Prozent wird in Bälde dazu führen, dass der Neubau von insbesondere Gülle-Kleinanlagen aus betriebswirtschaftlicher Sicht unmöglich wird. Dementsprechend ist grundsätzlich auf eine Degression für den anzulegenden Wert dieser Biomasseanlagen zu verzichten.

17. Artikel 1 Nummer 6 (§ 51 Absatz 1 Satz 1, Satz 2 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 51 Absatz 1 ist wie folgt zu ändern:

a) In Satz 1 sind die Wörter „in der vortägigen Auktion“ zu streichen.

b) Folgender Satz 2 ist anzufügen:

„Der Wert eines Stundenkontraktes nach Satz 1 ist negativ, wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert in der Day-ahead-Auktion und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel negativ sind.“

Begründung:

§ 51 Absatz 1 EEG 2016 regelt den anzulegenden Wert bei negativen Strompreisen. Danach entfällt der Zahlungsanspruch bereits, wenn der Strompreis am Vortageshandel für mindestens sechs zusammenhängende Stunden ohne Unterbrechung negativ ist, auch wenn der Strompreis am untertägigen Handel schon wieder positiv ist. Damit entfällt die Vergütung in diesem Fall, obwohl tatsächlich zum Zeitpunkt der konkreten Stromlieferung die Nachfrage nach Strom das Angebot wieder übersteigt, auch wenn es am Vortag zunächst noch einen anderen Anschein hatte. Im Rahmen der Novellierung des Strommarktgesetzes wurde daher zur Bewertung der negativen Preisphasen kumulativ sowohl auf den vortägigen Spotmarkt („Day-ahead-Markt“) als auch auf den untertägigen Sportmarkt („Intraday-Markt“) abgestellt. Eine ausschließliche Betrachtung des Day-ahead-Markts hat aus energiewirtschaftlicher Sicht keinerlei positiven Effekt. Im Gegenteil führt dies nur zu massiven Verunsicherungen der Anlagenbetreiber und der finanzierenden Banken mit der Folge von Risikoaufschlägen bei der Finanzierung, da das Ausfallrisiko nur eingeschränkt prognostiziert und nicht selbst beeinflusst werden kann. Dies steht einer kosteneffizienten Ausgestaltung des EEG entgegen. Für die Definition der relevanten negativen Stundenkontrakte muss daher, wie auch im ersten Vorschlag des BMWi vorgeschlagen, zwingend auf beide Marktsegmente abgestellt werden.

18. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe b Doppelbuchstabe aao – neu – (§ 61 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 12 ist in Buchstabe b dem Doppelbuchstaben aa folgender Doppelbuchstabe aao voranzustellen:

‚aao In Nummer 1 werden nach den Wörtern „soweit der Strom“ die Wörter „in einer Stromerzeugungsanlage oder“ eingefügt.‘

Begründung:

Die Einfügung in § 61 Absatz 2 Nummer 1 stellt klar, dass Kraftwerkseigenverbrauch immer dann vorliegt, wenn der von der Stromerzeugungsanlage erzeugte Strom entweder wie bisher in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage, oder unmittelbar in einer Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht wird. So wird sichergestellt, dass in der für Effizienzanwendungen typischen Situation – in einer Stromerzeugungsanlage erzeugter Strom wird dieser selbst wieder zugeführt, um die Prozesseffizienz zu steigern – der durch den Erzeugungsprozess selbst verbrauchte Strom eindeutig zum Kraftwerkseigenverbrauch gerechnet wird. Ein etwaiger Überschuss an Strom, der aufgrund des Einsatzes einer Technologie zur Effizienzsteigerung anfällt und aus der Stromerzeugungsanlage ausgeleitet wird, rechnet dagegen eindeutig nicht zum Kraftwerkseigenverbrauch und unterfiele damit der EEG-Umlage.

19. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb und dd – neu – (§ 61 Absatz 2 Nummer 4 und 6 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 12 ist Buchstabe b wie folgt zu ändern:

a) In Doppelbuchstabe bb sind nach den Wörtern ‚durch die Angabe „§ 24“ ‘ die Wörter „und der abschließende Punkt durch ein Komma“ einzufügen.

b) Folgender Doppelbuchstabe dd ist anzufügen:

‚dd Folgende Nummer 6 wird angefügt:

„6. soweit der Strom unter Nutzung von bei der Produktion anfallenden Restgasen, Reststoffen oder Restenergien erzeugt und selbst verbraucht wird.“ ‘

Begründung:

Aus Gründen der Energieeffizienz, der Ressourcenschonung und des Klimaschutzes sollten nicht nur bestehende, sondern auch neue Restgas-, Reststoff- und Restenergiekraftwerke der Industrie zur Eigenstromerzeugung von der EEG-Umlage befreit werden. Demnach müsste eigenerzeugter und -verbrauchter Strom vollständig von der EEG-Umlage ausgenommen bleiben, der unter Nutzung zwangsläufig bei Produktionsprozessen anfallender Restgase (z. B. Koksofen-, Hochofen- und Konvertergas), Reststoffen oder Restenergien (z. B. Gefälle-, Druckentspannungs- oder abwärmenutzende Turbinen) erzeugt wird. Damit sollen ressourcenschonende Maßnahmen weiterhin unterstützt und die zukünftige Neuerrichtung solcher Anlagen ermöglicht werden.

Die Umlagebefreiung ist vor allem auch bei KWK-Anlagen erforderlich, die aus Abwärme Strom erzeugen, die die Folge eines Produktionsprozesses ist und eine Temperatur aufweist, die nicht höher ist als 450°C. Dies ist z. B. bei der ORC-Technologie (ORC = „Organic Rankine Cycle“) der Fall. Der aus Prozesswärme erzeugte Strom ist CO2-frei und grundlastfähig, wird an Ort und Stelle verbraucht und entlastet somit auch die vorgelagerten Netze. Eine auch nur anteilige Belastung mit der EEG-Umlage würde die langjährigen Bemühungen der Bundesregierung, solche innovativen Technologien zu unterstützen und finanziell zu fördern, entwerten.

20. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa, bb und cc – neu – (§ 61 Absatz 3 Satz 2 Nummer 3 EEG 2016)

In Artikel 1 ist der Nummer 12 folgender Buchstabe c anzufügen:

‚c) Absatz 3 Satz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 wird am Ende nach dem Wort „hat“ das Wort „oder“ eingefügt.

bb) In Nummer 2 wird am Ende das Wort „oder“ durch einen Punkt ersetzt.

cc) Nummer 3 wird aufgehoben.‘

Begründung:

Die Befreiung von der EEG-Umlage für selbst erzeugten und selbst genutzten Strom, mit der die Anlagenbetreiber auf Grund des besonderen Investitionsschutzes des EEG über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren rechnen durften, entfällt nach dem EEG 2014, wenn die installierte Leistung einer Anlage um mehr als 30 Prozent erweitert wird, Blockheizkraftwerke mehrfach ausgetauscht werden sowie dann, wenn ein Eigentümerwechsel stattfindet. Diese Regelung steht im Widerspruch zu der energiewirtschaftlichen Anforde- rung der Flexibilisierung, die an die Bioenergie gestellt wird und ist dementsprechend zu streichen. Darüber hinaus ist die bestehende Regelung nur schwer mit dem besonderen Investitionsschutz des EEG vereinbar.

Zu Artikel 1 Nummer 13 (§ 61a Absatz 1 Nummer 1, 2 und 3 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 13 ist § 61a Absatz 1 wie folgt zu ändern:

a) In Nummer 1 ist das Wort „oder“ durch ein Komma zu ersetzen.

b) In Nummer 2 ist der abschließende Punkt durch das Wort „oder“ zu ersetzen.

c) Nach Nummer 2 ist folgende Nummer 3 anzufügen:

„3. durch Verwendung geeichter Messeinrichtungen nachgewiesen werden kann, dass der gesamte Strom, der dem Speicher entnommen wird, entweder zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz verwendet wird oder für ihn, soweit er nicht in das Netz eingespeist wird, entweder die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird oder ausschließlich für solche Strommengen nicht gezahlt wird, für die weder bei der Einspeisung noch bei der Entnahme eine EEG-Umlagepflicht besteht.“

Begründung:

§ 61a EEG 2016 ist zu begrüßen, weil er bezweckt, Doppelbelastungen bei der Zahlung der EEG-Umlage zu vermeiden.

Allerdings führt die im Entwurf vorgesehene Formulierung zu erheblichen Unsicherheiten: Da bei Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt und bei Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb gegangen sind, im Falle der Eigenversorgung keine EEG-Umlage anfällt, ist unklar, inwieweit dies auch bei Installation eines Speichers gilt.

Die beantragte Ergänzung bewirkt, dass ausgespeicherter Strom auch in solchen Konstellationen von der EEG-Umlage befreit ist.

22. Zu Artikel 1 Nummer 13 (§ 61a Absatz 3 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 13 sind in § 61a Absatz 3 nach dem Wort „Netzbetreiber“ die Wörter „im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes“ einzufügen.

Begründung:

Die in § 61a Absatz 3 (und bereits in § 60 Absatz 3 EEG-2014) enthaltene Befreiung der Verlustenergie von der EEG-Umlage beinhaltet eine Ungleichbehandlung bei Betreibern von Geschlossenen Verteilernetzen gegenüber Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung. Während die von Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung eingesetzte Verlustenergie von der EEG-Umlage befreit wird, ist dies für die von Betreibern Geschlossener Verteilernetze eingesetzte Verlustenergie nicht der Fall. Eine solche Ungleichbehandlung ist sachlich nicht gerechtfertigt und sollte daher beseitigt werden. Der Netzbetreiberbegriff des EnWG würde nur für den Spezialfall der Verlustenergie in Geschlossenen Verteilernetzen eingeführt, so dass keine Folgewirkungen für die sonstigen Regelungen des EEG entstehen.

23. Zu Artikel 1 Nummer 15 (§ 64 Absatz 1a – neu -,
Absatz 3,
Absatz 4,
Absatz 6 EEG 2016)

In Artikel 1 ist Nummer 15 wie folgt zu fassen:

‚15. § 64 wird wie folgt geändert:

a) Nach Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt:

„(1a) Bei einem Unternehmen, das einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 zuzuordnen ist, muss die Stromkostenintensität abweichend von Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a nur 14 Prozent betragen, wenn

1. das Unternehmen

a) Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt und dadurch seinen Stromverbrauch im Vergleich zu seinem Durchschnittsstromverbrauch vor dem Beginn der Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen dauerhaft gesenkt hat

aa) um sechs Prozent; in diesem Fall kann der abgesenkte Schwellenwert für die Stromkostenintensität nach diesem Absatz in fünf aufeinanderfolgenden Antragsjahren in Anspruch genommen werden, oder

bb) um zwei Prozent; dieser Wert gilt nur bei der erstmaligen Inanspruchnahme des abgesenkten Schwellenwerts für die Stromkostenintensität nach diesem Absatz; in den vier darauf folgenden Antragsjahren kann der abgesenkte Schwellenwert nur für das Jahr in Anspruch genommen werden, in dem sich der Wert um jeweils zwei Prozentpunkte erhöht; bei der Berechnung der Senkung des Stromverbrauchs werden nur Effizienzmaßnahmen berücksichtigt, die seit Beginn des dritten Geschäftsjahrs umgesetzt worden sind, das der erstmaligen Antragstellung nach diesem Absatz vorangegangen ist; die Senkung des Stromverbrauchs muss für den Zeitraum zwischen dem Beginn der Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen und der Antragstellung nachgewiesen werden; der Nachweis muss anhand eines repräsentativen, mindestens drei Monate umfassenden Zeitraums erbracht werden, wobei der Durchschnittsstromverbrauch vor dem Beginn der Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen und der gesenkte Stromverbrauch jeweils in einen Durchschnittsstromverbrauch für ein Kalenderjahr hochgerechnet werden, oder

b) nach dem 30. Juni des Kalenderjahrs, das der erstmaligen Antragstellung nach diesem Absatz vorangegangen ist, neu gegründet worden ist; in diesem Fall kann der abgesenkte Schwellenwert für die Stromkostenintensität nach diesem Absatz in fünf aufeinanderfolgenden Antragsjahren in Anspruch genommen werden, und

2. das Unternehmen zum Zeitpunkt der Antragstellung ein zertifiziertes Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 betreibt, es sei denn, dass das Unternehmen im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als fünf Gigawattstunden Strom verbraucht hat.“

b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden nach den Wörtern „nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 und“ die Wörter „Absatz 1a sowie“ eingefügt.

bb) In Nummer 2 wird der Punkt am Ende durch ein Semikolon ersetzt.

cc) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 3 angefügt:

„3. ein Unternehmen, dessen Stromkostenintensität nach Absatz 1a mindestens 14 und weniger als 17 Prozent beträgt, muss die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 1a wie folgt nachweisen:

a) abweichend von Nummer 2 und von Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 das Energie- oder Umweltmanagementsystem nur durch ein gültiges DIN EN ISO 50001-Zertifikat unter Beachtung der Vorgaben der DIN ISO 50003 ab dem Antragsjahr 2017,

b) die Umsetzung geeigneter Energieeffizienzmaßnahmen durch die Stelle, die sein Energie- und Umweltmanagementsystem auditiert und zertifiziert,

c) die Senkung seines Stromverbrauchs nach Absatz 1a Nummer 1 Buchstabe a zum Zeitpunkt der Antragstellung durch eine Bescheinigung nach Nummer 1 Buchstabe c.“

c) ... wie Vorlage Buchstabe a ...

d) ... wie Vorlage Buchstabe b ...‘

Begründung:

Die Steigerung der Energieeffizienz ist einer der wichtigsten Bausteine der Energiewende. Ohne eine massive Senkung des Energieverbrauchs in allen Sektoren sind die ambitionierten energie- und klimapolitischen Ziele nicht erreichbar.

Die Besondere Ausgleichsregelung setzt hierzu jedoch teilweise gegenläufige Anreize, nämlich bei Unternehmen nach Liste 1 in der Nähe des Schwellenwerts zur Stromkostenintensität: Unternehmen aus Branchen der Liste 1 der Besonderen Ausgleichsregelung werden nur begünstigt, wenn sie eine Stromkostenintensität von 17 Prozent aufweisen. Der Großteil der Unternehmen, die heute in der Besonderen Ausgleichsregelung begünstigt sind, liegt deutlich über diesem Schwellenwert. So haben von den rund 2.000 begünstigten Unternehmen nur rund 60 Unternehmen eine Stromkostenintensität zwischen 17 und 18 Prozent. Für diese wenigen Unternehmen in der Nähe des Schwellenwerts besteht die Gefahr, dass sie die 17 Prozent nicht mehr erreichen. Daher ist es für diese Unternehmen von zentraler Bedeutung, dass sie ihre Stromkostenintensität nicht reduzieren. Infolge dessen können diese Unternehmen davor zurückschrecken, in die Energieeffizienz ihres Unternehmens zu investieren: Denn eine verbesserte Stromeffizienz verringert die Stromkostenintensität. Die 17 Prozent-Schwelle kann daher Unternehmen in der Nähe dieses Schwellenwerts von eigentlich sinnvollen Investitionen abhalten.

Dieser Fehlanreiz soll im Interesse einer Steigerung der Energieeffizienz der Unternehmen beseitigt werden. Vor diesem Hintergrund wird in § 64 EEG 2016 die Besondere Ausgleichsregelung so geändert, dass Unternehmen nicht allein deshalb aus der Besonderen Ausgleichsregelung herausfallen, weil sie in Energieeffizienz investiert haben. Diese Neuregelung ist von drei Gedanken geprägt:

– Mit dem EEG 2014 ist erstmals das Entlastungsvolumen in der Besonderen Ausgleichsregelung stabil gehalten worden. Dies war ein zentraler Erfolg des EEG 2014. Die Neuregelung stellt daher sicher, dass das Entlastungsvolumen auch weiterhin stabil bleibt. Die Neuregelung konzentriert sich daher auf die wenigen Unternehmen, deren Stromkostenintensität in der Nähe der 17 Prozent liegt.
– Die Neuregelung behandelt neue und bestehende Unternehmen gleich, um keine Wettbewerbsverzerrungen zu verursachen und den Markteintritt neuer Unternehmen nicht zu erschweren.
– Die Neuregelung ist schließlich so unbürokratisch und einfach wie möglich gestaltet worden, damit weder die betroffenen Unternehmen unnötig belastet werden noch das Verwaltungsverfahren beim BAFA lahmgelegt wird.

Zu Buchstabe a:

Nach § 64 Absatz 1a EEG 2016 können besonders energieeffiziente Unternehmen der Liste 1 abweichend von der bisherigen Regelung künftig bereits ab einer Stromkostenintensität von 14 Prozent für eine Dauer von höchstens fünf Jahren (§ 64 Absatz 1a Nr. 1a) aa) bzw. für eine Dauer von einem Jahr (§ 64 Absatz 1a Nr. 1a) bb) in der Besonderen Ausgleichsregelung privilegiert werden. Sie werden dann genauso privilegiert wie alle Unternehmen mit einer Stromkostenintensität ab 17 Prozent.

Besonders energieeffiziente Unternehmen sind zum einen Unternehmen, die neu gegründet worden sind. Diese Unternehmen sind schon wegen der Anforderungen des BImSchG als besonders energieeffizient anzusehen. Sie können die abgesenkte Schwelle fünf Jahre lang nach der Neugründung in Anspruch nehmen;

anschließend werden sie wie bestehende Unternehmen behandelt. Dies wird durch Nummer 1 Buchstabe b umgesetzt. Besonders energieeffiziente Unternehmen sind zum anderen auch bestehende Unternehmen, die in erheblichem Umfang in Energieeffizienz investiert haben. Dies wird durch Nummer 1 Buchstabe a umgesetzt. Hierbei wird den Unternehmen ein Wahlrecht eingeräumt:

Unternehmen, die eine große Investition mit einem einmaligen hohen Stromeinspareffekt tätigen, können fünf Jahre lang die abgesenkte Schwelle von 14 Prozent in Anspruch nehmen, wenn sie ihren Stromverbrauch um insgesamt 6 Prozent gesenkt haben.

Unternehmen, die in Energieeffizienz investieren und dabei geringere Effizienzverbesserungen erzielen, können ein Jahr lang die abgesenkte Schwelle von 14 Prozent in Anspruch nehmen, wenn sie ihren Stromverbrauch um 2 Prozent gesenkt haben.

Diese Regelung kann in Anspruch genommen, sofern 2 Prozent Einsparung pro Jahr generiert werden. Hierdurch können insbesondere größere, über mehrere Jahre verteilte Investitionen berücksichtigt werden. In diesem Fall wird der Stromverbrauch jeweils in Relation zu dem Stromverbrauch vor Beginn der Investition gesetzt. Der Wert 2 Prozent ist mit Blick auf den Spitzenausgleich bei der Stromsteuer gewählt, wo die stromkostenintensiven Unternehmen grundsätzlich 1,5 Prozent Energieeffizienz pro Jahr erbringen müssen. Für die privilegierte Antragstellung nach § 64 Absatz 1a EEG 2016 ist daher ein höherer Wert gewählt worden.

Des Weiteren ist der abgesenkte Schwellenwert von 14 Prozent daran gebunden, dass ein Zertifizierer bestätigt, dass die Energieeffizienzmaßnahme grundsätzlich dazu geeignet ist, die erforderliche Reduzierung des Stromverbrauchs zu bewirken. Eine Kausalität zwischen der Energieeffizienzmaßnahme und der erfolgten Stromverbrauchssenkung muss im Übrigen nicht nachgewiesen werden; sie wird zu Gunsten der Unternehmen vermutet. Dies ist unbürokratisch und verhindert, dass z. B. konjunkturelle Schwankungen oder Produktionsveränderungen herausgerechnet werden müssen. Voraussetzung ist, dass das bestehende Unternehmen Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt und dadurch seinen Stromverbrauch gesenkt hat. Die Kausalität zwischen der Energieeffizienzmaßnahme und der erfolgten Stromverbrauchssenkung wird dabei zu Gunsten der Unternehmen vermutet. Die Stelle, die das Energiemanagementsystem des Unternehmens zertifiziert, bestätigt die Umsetzung und die grundsätzliche Geeignetheit der Maßnahme, um eine Stromverbrauchssenkung in dieser Höhe zu realisieren. Um die Senkung des Stromverbrauchs nachzuweisen, werden zwei Zeiträume verglichen. Der durchschnittliche Stromverbrauch in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren vor der Umsetzung der Maßnahme wird mit einem repräsentativen Zeitraum zwischen der Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahme und der Stellung des Antrages verglichen. Dieser repräsentative Zeitraum muss mindestens drei Monate lang sein und einen typischen Produktionszeitraum für das jeweilige Unternehmen abbilden. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass die Senkung des Stromverbrauchs lediglich durch eine vorübergehende Produktionsdrosselung erreicht würde. Um eine Vergleichbarkeit der Zeiträume zu gewährleisten, werden beide Verbräuche in einen durchschnittlichen Stromverbrauch für ein Kalenderjahr umgerechnet. Der hochgerechnete Stromverbrauch darf dabei nur geringfügig von dem abweichen, der ggf. im Rahmen der Antragstellung für das entsprechende Jahr nachgewiesen wird oder wurde.

Unternehmen, die von der abgesenkten Schwelle profitieren wollen, müssen ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 betreiben. Dies gilt nicht für Unternehmen, die im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als 5 GWh Strom verbraucht haben.

Zu Buchstabe b:

Zu Doppelbuchstabe aa:

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe bb:

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe cc:

Die neue Nummer 3 regelt die Nachweisführung für die Unternehmen, die als besonders energieeffiziente Unternehmen die abgesenkte Schwelle für die Stromkostenintensität nach § 64 Absatz 1a EEG 2016 von 14 Prozent in Anspruch nehmen. Diese Unternehmen dürfen ihr Umwelt- und Energiemanagementsystem nur durch ein gültiges DIN EN ISO 50001-Zertifikat nachweisen. Der Zertifizierer muss die Vorgaben der DIN ISO 50003 ab dem Antragsjahr 2017 einhalten.

Die Maßnahmen müssen geeignet sein, eine Senkung des Stromverbrauchs im Umfang von 6 Prozent zu erreichen. Es kann sich entweder um eine einzelne Maßnahme handeln (z. B. der Einbau einer neuen Maschine), es kann sich aber auch um mehrere Einzelmaßnahmen handeln. Als geeignete Maßnahme kommt auch die Umstellung des Produktionsablaufes oder von Arbeitsabläufen in Betracht, sofern durch die neuen Abläufe eine Senkung des Stromverbrauchs realisiert wird. Die Verringerung des Produktionsvolumens zur Senkung des Stromverbrauchs stellt keine geeignete Energieeffizienzmaßnahme dar. Umstrukturierungen stellen ebenfalls keine entsprechende geeignete Maßnahme dar. Auch kann bei Umstrukturierungen die Anwendbarkeit der Regelungen für Neugründungen nicht als Begründung für eine Nutzung des auf 14 Prozent abgesenkten Prozentsatzes herangezogen werden.

Die Senkung des Stromverbrauchs muss von einem Wirtschaftsprüfer bestätigt werden. Dabei obliegt es dem Wirtschaftsprüfer, einen Zeitraum festzulegen, der für das Unternehmen repräsentativ ist. Das heißt z. B. bei saisonal tätigen Unternehmen, dass der Zeitraum nicht außerhalb seiner stromintensiven Produktionszeit liegen darf. Bei gleichmäßiger Produktion ist regelmäßig ein Zeitraum von mindestens drei Monaten als repräsentativ anzusehen.

24. Zu Artikel 1 Nummer 25 (§ 80 Absatz 1 Satz 4 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 25 ist Buchstabe a wie folgt zu fassen:

‚a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 und 3 wird … (weiter wie Regierungsvorlage Buchstabe a)

bb) In Satz 4 wird das Wort „Regelenergie“ durch die Wörter „Regel- und Blindenergie“ ersetzt.‘

Begründung:

Es ist zukünftig zu erwarten, dass Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen neben Wirkleistung auch Blindleistung mit dem Netz austauschen. Dies führt zu zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten, die kompensiert werden sollten. Daher sollte sichergestellt werden, dass eine zukünftige Vergütung von Blindleistung nicht durch das Doppelvermarktungsgebot ausgeschlossen wird.

25. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 88 Satzteil vor Nummer 1 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 36 ist in § 88 Satzteil vor Nummer 1 das Wort „ohne“ durch das Wort „mit“ zu ersetzen.

Begründung:

§ 88 enthält eine Ermächtigung zum Erlass einer Verordnung zu Ausschreibungen für Biomasse, mit der die Bundesregierung eine Vielzahl an Regelungen treffen kann, welche die Länderinteressen unmittelbar berühren. Die Belange der Länder sind hierbei angemessen zu berücksichtigen. Dies wird durch eine Verordnungsermächtigung, die die Wirksamkeit der Rechtsverordnung von der Zustimmung des Bundesrates abhängig macht, abgesichert.

26. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 88b EEG 2016)

    In Artikel 1 Nummer 36 sind in § 88b die Wörter „ohne Zustimmung“ durch die Wörter „mit Zustimmung“ zu ersetzen.

    Begründung:

    Die Ausgestaltung des Netzausgebietes hat wesentliche Konsequenzen für den Zubau von neuen Windenergieanlagen. Derzeit ist die konkrete Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung sowie des Netzausbaugebietes noch nicht absehbar. Aus diesem Grund ist eine Beteiligung der Länder vorzusehen.

27. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 88b Nummer 01 – neu – EEG 2016)

    In Artikel 1 Nummer 36 ist in § 88b der Nummer 1 folgende Nummer 01 voranzustellen:

    „01. nach welchen Kriterien die Ausweisung des Netzausbaugebietes erfolgt,“.

    Begründung:

    Zur Verbesserung der Bestimmtheit ist in der Verordnungsermächtigung ein Bezug zu den für die Ausweisung des Netzausbaugebietes maßgeblichen Kriterien erforderlich. Diese Kriterien können z. B. technischer bzw. wirtschaftlicher Art sein und etwa auf bestimmte Intensitäten der Netzengpässe oder Mindesthöhen für Redispatchkosten abstellen. Nur auf der Grundlage derartiger verbindlich festgelegter Kriterien sind auch die in § 36c Absatz 6 vorgesehene Evaluierung und daraus folgende Änderungen der Verordnung möglich.

28. Zu Artikel 1 Nummer 42 Buchstabe d (§ 95 Nummer 6 EEG 2016)

    In Artikel 1 Nummer 42 ist Buchstabe d zu streichen.

    Begründung:

    Mit der Änderung wird § 95 Nummer 6 EEG 2014 beibehalten. In § 95 Nr.6 ist eine Verordnungsermächtigung für eine Grünstromvermarktung geregelt. Die neu eingeführte Grünstromkennzeichnung ersetzt nicht die Notwendigkeit eines echten Vermarktungsmodells. Aus diesem Grund ist die Verordnungsermächtigung beizubehalten. Der Bundesrat verweist in diesem Zusammenhang auch auf seinen Beschluss vom 16. Oktober 2015 Drucksache 408/15 (B).

29. Zu Artikel 1 Nummer 44 (§ 97 Absatz 01 – neu – EEG 2016)

    In Artikel 1 Nummer 44 ist dem § 97 Absatz 1 folgender Absatz 01 voranzustellen:

    „(01) Die Bundesregierung evaluiert die Auswirkungen der Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zum 1. Januar 2017 sehr frühzeitig und legt dem Bundestag bis zum 31. Dezember 2017 einen ersten Erfahrungsbericht vor. Darin berichtet sie insbesondere

    1. über die Auswirkungen der Neuparametrierung der Referenzstandorte sowie der Korrekturfaktoren für Windenergie an Land,

    2. über die Verteilung der Zuschläge auf die Regionen in Deutschland – getrennt nach Solar- und Windenergie an Land sowie zusätzlich für das Netzausbaugebiet und

    3. darüber, wie viele Bürgerenergiegesellschaften eine Förderung erhalten haben.

    Sofern festgestellt wird, dass der Erhalt der Akteursvielfalt und der Bürgerenergie sowie ein bundesweiter Zubau von Windenergieanlagen an Land an windstarken Standorten mit effizienter Technologie gefährdet sind, werden umgehend Vorschläge für Gesetzes- bzw. Verordnungsänderungen erarbeitet, die die Fehlanreize abstellen.“

Begründung:

Es ist dringend erforderlich, dass eine transparente und frühzeitige Evaluation insbesondere hinsichtlich der Auswirkungen der Neuparametrierung der Referenzstandorte und der Korrekturfaktoren sowie der Folgewirkungen der Umstellung auf den Erhalt der Akteursvielfalt und der Bürgerenergie erfolgt. Sie muss mit einer zwingenden, raschen Anpassung bei festgestellten Fehlanreizen verbunden werden.

30. Zu Artikel 1 Nummer 47 Buchstabe a (§ 101 Absatz 1 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 47 ist Buchstabe a wie folgt zu fassen:

„a) Absatz 1 wird aufgehoben."

Begründung:

Die in § 101 Absatz 1 festgelegten Regelungen stellen einen Eingriff in den Investitionsschutz von Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind und in den Bestandsschutz von Anlagen, die vor dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen worden sind, dar. Entsprechend sind die Regelungen zur Höchstbemessungsleistung zu streichen.

31. Zu Artikel 1 Nummer 50 Buchstabe d (§ 104 Absatz 3 Satz 1 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 50 Buchstabe d ist in § 104 Absatz 3 Satz 1 das Wort „Schwarzlauge" durch die Wörter „Ablaugen aus der Zellstoffgewinnung" zu ersetzen.

Begründung:

Die Ergänzung dient der Klarstellung, dass die Regelung sowohl für Ablaugen aus dem Sulfit- als auch aus dem Sulfatprozess gilt und damit gleiche Wettbewerbsbedingungen für beide Arten der Zellstoffproduktion gewährleistet.

32. Zu Artikel 1 Nummer 53 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb (Anlage 3 Nummer I Nummer 5 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 53 Buchstabe b ist Doppelbuchstabe bb wie folgt zu fassen:

„bb) Nummer 5 wird aufgehoben."

Begründung:

Die flexible und bedarfsgerechte Stromproduktion ist eine energie- und volkswirtschaftliche Grundanforderung an die Bioenergie. Sofern die anzulegenden Werte dieser Anlagen nicht signifikant erhöht werden sollen, ist die volumenmäßig uneingeschränkte Förderung der Flexibilität aller Biomasseanlagen, die zukünftig betrieben werden, zu fördern. Dementsprechend ist der in Anlage 3 Nummer I Nummer 5 EEG verankerte Deckel von 1 350 MW zu streichen.

33. Zu Artikel 1 allgemein

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, inwieweit ein Vergütungssystem für die Stromerzeugung durch Verbrennung von „Altholz" zur Begleitung eines Vergütungssystemwechsel von der EEG-Förderung hin zu einem alternativen Finanzierungssystems etabliert werden kann.

Begründung:

Nach den Regelungen des Gesetzentwurfs dürfen keine Heizkraftwerke, die Altholz verbrennen, an einer Ausschreibung teilnehmen. Dementsprechend erhalten diese Kraftwerke nur den Börsenpreis, wenn sie Strom verkaufen. Dieser liegt derzeit bei rund 3,5 Cent pro Kilowattstunde. Laut Marktanalyse Biomasse des BMWi betragen die Stromgestehungskosten jedoch über 8 Cent pro Kilowattstunde. Folglich ist deren Betrieb unwirtschaftlich. Auf Grund des Kreislaufwirtschaftsgesetzes ist die thermische Verwertung von

Altholz jedoch aus volkswirtschaftlicher Sicht, insbesondere in Hinblick der Entlastung von Kommunen, die die Entsorgungskosten für Biomasse zu tragen haben, anzustreben. Um den Übergang zu einem alternativen Vergütungssystem zur Verwertung von Altholz, welches bspw. über die Abfallgebühren getragen werden kann, zu begleiten, sollte ein System zur Übergangsförderung für diese Biomasseanlagen etabliert werden. Andernfalls droht unmittelbar die Stilllegung dieser Anlagen, die in kürzester Zeit demontiert und ins Ausland verkauft werden könnten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre ein deutlicher Anstieg der Verwertungskosten für „Altholz“ zu erwarten.

34. Zu Artikel 2 (§ 3 Nummer 6 WindSeeG)

In Artikel 2 sind § 3 Nummer 6 die Wörter „darunter fallen auch ausgewiesene Testfelder und Pilotflächen zur Erprobung innovativer Gründungsstrukturen und Offshore-Anlagen,“ anzufügen.

Begründung:

Das Abstellen der Begrifflichkeit auf eine Windenergieanlage auf See ist zu eng. Es kann sinnvoll sein, auch im Rahmen eines Flächeneinsatzes von mehreren Windkraftanlagen Innovationen zu entwickeln. Dies sollte nicht von vornherein ausgeschlossen sein.

35. Zu Artikel 2 (§ 26 Absatz 1 WindSeeG)

In Artikel 2 sind in § 26 Absatz 1 die Wörter „Gebotsterminen 1. März 2017 und 1. Dezember 2017“ durch die Wörter „Gebotsterminen 1. Juni 2017 und 1. Juni 2019“ zu ersetzen.

Begründung:

Mit der Änderung wird vorgeschlagen, einen zeitlich längeren Abstand der zwei Auktionen im Übergangssystem vorzusehen und die beiden Ausschreibungen Mitte 2017 und in 2019 durchzuführen. Damit ist es möglich, in der zweiten Ausschreibungsrunde Kostensenkungspotentiale mit den Erfahrungen der ersten Runde zu realisieren und eine Kontinuität bei der Netzanbindung sicherzustellen.

36. Zu Artikel 2 (§ 71 Satzteil vor Nummer 1 WindSeeG)

In Artikel 2 ist in § 71 Satzteil vor Nummer 1 das Wort „ohne“ durch das Wort „mit“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Ausgestaltung der weiteren technischen Umsetzung der Offshore-Windenergie durch die konkrete Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung ist noch nicht absehbar und bedarf einer engen Abstimmung mit den Ländern. Aus diesem Grund ist eine Beteiligung der Länder vorzusehen.

37. Zu Artikel 2 allgemein

Der Bundesrat bittet

a) festzulegen, dass für den Flächenentwicklungsplan für die Windenergie auf See alle zwei Jahre ein Monitoring veröffentlicht wird,

b) festzulegen, dass die Vorarbeiten zur Bereitstellung von Flächen im zentralen System bei der Windenergie auf See jährlich dokumentiert werden,

c) das „Eintrittsrecht“ mit den Unternehmen der Windenergie-auf-See-Branche zu überprüfen, um die Klagegefahr gegen das WindSeeG zu minimieren,

d) die Prototypenregelung für Testfelder/Pilotflächen sowie zur Erprobung innovativer Gründungsstrukturen, Offshore-Anlagen und für Offshore-Netzanbindungskonzepte zu erweitern. Erste Prototypen sollen schon vor 2020 installiert werden können.

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Turnusmäßig wird der Flächenentwicklungsplan nur alle vier Jahre fortgeschrieben, Fehlentwicklungen müssen kurzfristiger behoben werden können – ansonsten droht der „Fadenriss“. Dazu bedarf es gegebenenfalls auch Anregungen der Öffentlichkeit, der Länder oder der Unternehmen der Windenergie auf See-Branche.

Zu Buchstabe b:

Die Arbeiten des BSH für die Flächen zur Ausschreibung im zentralen System sind ebenfalls essentiell für den kontinuierlichen Ausbau der Windenergie auf See. Auch bei ihrem Fortschritt ist die (Fach-) Öffentlichkeit regelmäßig einzubinden, um etwaige Fehlentwicklungen frühzeitig nachsteuern zu können.

Zu Buchstabe c:

Die im WindSeeG vorgesehenen Regelungen zum Eintrittsrecht genügen laut Branche nicht zur Kompensation der Vorleistungen in der Windpark auf See-Entwicklung. Da bei nicht ausreichender Kompensation Klagen gegen das WindSeeG zu erwarten sind, sollte die Regelung durch den Bund in Zusammenarbeit mit der Branche nachgebessert werden.

Zu Buchstabe d:

Die Prototypenregelung des WindSeeG ist über die bestehende Regelung hinaus zu erweitern, da nur so alle relevanten Innovationen gefördert und die internationale Wettbewerbsfähigkeit und Wertschöpfung am Standort Deutschland gesichert werden können.

38. Zu Artikel 6 Nummer 2 (§ 3 Nummer 18b und Nummer 32 EnWG)

In Artikel 6 ist Nummer 2 wie folgt zu fassen:

‚2. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 18b … (weiter wie Regierungsvorlage Nummer 2)

b) In Nummer 32 werden nach dem Wort „einschließlich“ die Wörter „Offshore-Anbindungsleitungen und“ eingefügt.‘

Begründung:

Der Gesetzentwurf regelt bzw. fasst grundlegende Bestimmungen zum Netzanschluss von Offshore-Anbindungsleitungen nach den § 17a ff EnWG neu, ohne dass der Rechtscharakter der Offshore-Anbindungsleitungen im EnWG hinreichend definiert wird, nämlich ob diese Leitungen lediglich Anschlussleitungen oder so genannte Stichleitungen zugunsten eines Kraftwerksparks sind und/oder ob sie ein eigenständiges Transportnetz darstellen. Da mit der Neufassung des § 17d Absatz 1 Satz 1 EnWG (Artikel 6 Nummer 9 des Gesetzentwurfs) der Begriff „Leitungen“ durch den Begriff „Offshore- Anbindungsleitungen“ ersetzt werden soll, ist im EnWG eine Klarstellung des Begriffs „Offshore-Anbindungsleitung“ erforderlich und geboten. Es bedarf in § 3 Nummer 32 EnWG einer Klarstellung dahin gehend, dass nicht lediglich grenzüberschreitende, sondern auch eine oder mehrere Offshore-Anbindungsleitungen ein Übertagungsnetz bilden können.

39. Zu Artikel 6 Nummer 4 (§ 13 EnWG)

Der Bundesrat stellt fest, dass die Bundesregierung mit der Einführung eines Instruments zur Nutzung zuschaltbarer Lasten dem Bundesrat in seiner Auffassung (vgl. BR-Drucksache 542/15 – Beschluss -) gefolgt ist, dass es sinnvoller ist, regional auf Grund von Netzengpässen abgeregelten Strom aus erneuerbaren Energien zu nutzen, als ihn nicht zu produzieren. Der Bundesrat begrüßt daher ausdrücklich die Einführung eines Systems der zuschaltbaren Lasten.

Der Bundesrat stellt jedoch fest, dass die vorgesehene Regelung zu kurz greift und lediglich auf bestehende KWK-Anlagen zugeschnitten ist. Der Bundesrat fordert die Bundesregierung daher auf, das Instrument der zuschaltbaren Lasten technologieoffener zu gestalten, um eine breitere Anwendung in den Sektoren Speicherung, Wärme, Verkehr und Industrie zu ermöglichen. Dabei soll eine zusätzliche Kostenbelastung der Netzentgelte verhindert werden.

Des Weiteren sollte die Regelung verpflichtend eingeführt werden, sodass die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit der Zuschaltung von Lasten systematisch nutzen, bevor erneuerbare Stromerzeugungsanlagen abgeregelt werden.

Begründung:

Die vorgeschlagene Regelung zu den zuschaltbaren Lasten bezieht lediglich KWK-Bestandsanlage ein. Diese Regelung würde zu zusätzlichen Kostenaufschlägen der Netzentgelte führen und damit das eigentliche Ziel, der Nutzung des abgeregelten Stroms und einer Kostenentlastung durch Nutzung von zuschaltbaren Lasten, nicht erreicht. Es sollte ein wettbewerbliches Verfahren um die zuschaltbaren Lasten eingeführt werden, welches technologieoffen ausgestaltet ist und zur Kostensenkung beiträgt.

40. Zu Artikel 6 Nummer 7 Buchstabe a (§ 17b Absatz 1 Satz 4 – neu – EnWG)

a) In Artikel 6 ist Nummer 7 Buchstabe a wie folgt zu fassen:

,a) Dem Absatz 1 werden folgende Sätze angefügt:

„Dabei sind insbesondere … (weiter wie Regierungsvorlage Buchstabe a). Anhand dieser Ziele soll eine Verteilung der erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen für die Jahre 2021 bis 2024 erfolgen.“ ‘

b) Der Bundesrat bittet zudem, sicherzustellen, dass mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 der Netzanschluss NOR-3-3 zur Fertigstellung 2021 im Herbst 2016 durch die Bundesnetzagentur bestätigt wird.

Begründung:

Der Netzausbau auf See muss insbesondere in den Jahren von 2021 bis 2024 in ausreichendem Maß weitergehen. Nur so ist das Ziel der Bundesregierung zu erreichen, je Jahr 730 Megawatt auf See zuzubauen. Auch lässt sich nur so der „Fadenriss“ bei der Windenergie auf See vermeiden. Er brächte für Unternehmen in ganz Deutschland Insolvenzgefahr, Arbeitsplatz- und Wertschöpfungs-Verluste sowie den Verlust von Exportchancen. Wichtig dabei ist, dass der Netzanschluss NOR-3-3 zur Realisierung im Jahr 2021 mit dem O-NEP 2025 rechtzeitig im Herbst 2016 bestätigt wird, so dass die TenneT TSO GmbH ihn bis Ende 2016 beauftragen kann. Geschieht dies nicht, fehlt ausreichender Wettbewerb für die Ausschreibungen und ebenso, wenn der Netzausbau auf See in den Folgejahren ausbleibt.

Der Bundesrat hält einen Gleichlauf des Ausbaus von Windenergie auf See und des Netzes auf See und an Land ebenso wie die Bundesregierung für erstrebenswert. Er gibt aber zu bedenken, dass dies in der Praxis schwer erreichbar ist und die Gefahr besteht, den vorgesehenen Ausbau zu drosseln, mitsamt seiner negativen Folgen. Der Bundesrat bittet deshalb, einen ausreichenden Vorlauf beim Netzausbau zu gewährleisten und die enormen Chancen für die deutsche Industrie in der Zukunftsbranche der Windenergie auf See nicht zu riskieren.

41. Zu Artikel 6 Nummer 9 (§ 17d Absatz 1 Satz 1 und Satz 1a – neu – EnWG)

In Artikel 6 Nummer 9 ist § 17d Absatz 1 wie folgt zu ändern:

a) In Satz 1 sind nach dem Wort „haben“ die Wörter „zu gewährleisten, dass“ einzufügen sowie die Wörter „zu errichten und zu betreiben“ durch die Wörter „errichtet und betrieben werden“ zu ersetzen.

b) Nach Satz 1 ist folgender Satz einzufügen:

„Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber kann die Errichtung und den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitung auf einen Betreiber von Übertragungsnetzen übertragen.“

Begründung:

Angesichts der Praxis, Offshore-Anbindungsleitungen als Geschäftsfeld für Beteiligungsgesellschaften zu öffnen und durch separate Übertragungsnetzbetreiber zu betreiben, bedarf es in § 17 d Absatz 1 Satz 1 EnWG einer Rechtsgrundlage, damit ein Übertragungsnetzbetreiber ohne Regelzonenverantwortung an Stelle des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers eine Offshore-Anbindungsleitung errichten und betreiben kann. Analog der Regelung in § 12 Absatz 1 Satz 2 EnWG, wonach Übertragungsnetzbetreiber die Regelverantwortung für ihre Netze auf einen Betreiber von Übertragungsnetzen übertragen können, ist klarzustellen, dass der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber unter Wahrung seiner Netzanschlussverpflichtung einen Teil seiner Regelverantwortung, die Errichtung und den Betrieb der Anbindungsleitung, auf separate Übertragungsnetzbetreiber übertragen kann.

Der Betrieb des Übertragungsnetzes erfolgt gleichwohl innerhalb einer Regelzone, die der Netzregulierung unterliegt. Mit der Fertigstellung der Anbindungsleitung wird das Energieversorgungsnetz und damit zugleich auch die Regelzone des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetznetzbetreibers bis zum Standort des Offshore-Windparks, dem seeseitigen Anbindungspunkt, erweitert (§ 17d Absatz 1 Satz 3 EnWG). Eine im Zuge der Fertigstellung oder nach der Fertigstellung erfolgte Aufteilung dieses erweiterten Netzgebiets auf mehrere Übertragungsnetzbetreiber bzw. das Zusammenwirken mehrerer Übertragungsnetzbetreiber in einer Regelzone, wonach die Antragstellerin die Anbindungsleitung ohne Regelverantwortung betreibt, steht einer Vereinbarung zur Übertragung der Regelverantwortung nach § 12 Absatz 1 Satz 2 EnWG, quasi als „Insichgeschäft“, gleich. Eine solche Konstellation ist im EnWG nicht geregelt. Angesichts dieser Regelungslücke ist die vorgeschlagene Klarstellung erforderlich.

42. Zum Gesetzentwurf insgesamt

a) Der Bundesrat betrachtet mit großer Sorge, dass die Anzahl und der Umfang von Einspeisemanagement- und Redispatchmaßnahmen in den letzten Jahren stetig zugenommen haben. Insbesondere Abregelungen von regenerativen Stromerzeugungsanlagen stehen diametral zu den energie- und klimapolitischen Zielen der Energiewende und müssen daher konsequent minimiert werden.

b) Der Bundesrat bekräftigt in diesem Zusammenhang, dass Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen nur als Übergangsinstrument dienen können. Zur Integration von regenerativen Stromerzeugungsanlagen stellt der Netzausbau die wirtschaftlichste Lösung dar. Folglich muss der Beschleunigung des Netzausbaus zur Beseitigung potenzieller Netzengpässe oberste Priorität eingeräumt werden.

c) Die bestehenden, knappen Netzkapazitäten werden derzeit in nicht unerheblichem Maße durch konventionelle must-run-Kraftwerksleistung belegt. Dies trägt dazu bei, dass Netzbetreiber in zunehmendem Maße die Option für Einspeisemanagementmaßnahmen nutzen müssen. Um auch bei potenziellen Netzengpasssituationen den gesetzlichen Vorrang für erneuerbaren Energien in den Stromnetzen so weit wie möglich gewährleisten zu können, bittet der Bundesrat, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, wie der konventionelle must-run unter Beachtung der Erfordernisse eines sicheren Netzbetriebs effektiv abgesenkt werden kann. Um den betroffenen Akteuren die benötigte Rechtssicherheit zu gewährleisten, erscheint es aus Sicht des Bundesrates notwendig, auf gesetzlicher Grundlage eine

exakte und transparente Definition der sogenannten sonstigen Stromerzeuger, die am Netz bleiben müssen, vorzunehmen. In diesem Zusammenhang sollte auch geregelt werden, dass die Gründe und der Umfang von Abregelungen regenerativer Stromerzeugungsanlagen detailliert und ohne Zeitverzug veröffentlicht werden müssen.

d) Vor dem Hintergrund, dass die aktuelle Ausgestaltung der Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen Ineffizienzen aufweist und zu vermeidbaren zusätzlichen Kosten und CO2-Emissionen führt, bittet der Bundesrat die Bundesregierung zudem, zeitnah wirksame Maßnahmen zur Optimierung des Engpassmanagements umzusetzen.

e) Aktuell werden Pumpspeicheranlagen nur in wenigen Ausnahmefällen zu Redispatchmaßnahmen herangezogen. Der Bundesrat bedauert, dass die Potenziale eines netzdienlichen Einsatzes von Pumpspeicheranlagen nicht effizient genutzt werden und bittet die Bundesregierung, zeitnah eine Neuregelung der entsprechenden gesetzlichen Regelungen vorzunehmen. Dabei muss insbesondere sichergestellt werden, dass für Speicheranlagen und insbesondere Pumpspeicheranlagen auskömmliche Vergütungsregeln festgelegt werden. Der Bundesrat verweist in diesem Zusammenhang auch auf seinen Beschluss in BR-Drucksache 542/15 (Beschluss), in dem gefordert wird, dass Pumpspeicheranlagen im Falle einer beantragten Stilllegung regelmäßig als systemrelevant eingestuft und in die Netzreserve überführt werden.

Begründung:

Durch die räumlichen Veränderungen der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur innerhalb des deutschen Strommarkts und die Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten, insbesondere von Nord- nach Süddeutschland, hat der Redispatchbedarf in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Auf Grund des derzeit noch zu verzeichnenden hohen konventionellen must-runs werden dabei vermehrt auch regenerative Stromerzeugungsanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG herangezogen. Die Abregelung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen steht jedoch im Widerspruch zu den energie- und klimapolitischen Zielen der Energiewende und führt dazu, dass die poteziell nutzbare regenerative Stromerzeugung nicht vollständig ausgeschöpft werden kann. Um dieser Entwicklung entgegen zu steuern, ist eine umfassende Prüfung von Maßnahmen zur Absenkung des konventionellen must-runs notwendig. Ziel muss es sein, den konventionellen must-run auf das für die Netzstabilität notwendige Maß zu minimieren. In diesem Zusammenhang bedarf es auch einer eindeutigen und rechtssicheren Definition der in § 14 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG angeführten „sonstigen Stromerzeuger“, die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems am Netz verbleiben dürfen. Weiterhin ist zu konstatieren, dass die Transparenz der Einspeisemanagementmaßnahmen bislang ungenügend ist. Wichtig wäre daher, dass – insbesondere wenn bei einer Abregelung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen gleichzeitig konventionelle Stromerzeugungsanlagen am Netz verbleiben – der Grund und der Umfang der Einspeisemanagementmaßnahme detailliert ohne Zeitverzug veröffentlicht wird.

Durch die starke Zunahme an Netzeingriffen sollten darüber hinaus Maßnahmen zur Optimierung des kurativen Engpassmanagements geprüft werden.

Ein weiterer Punkt betrifft die optimale Ausnutzung des verfügbaren Redispatchpotenzials. Infolge eines Urteils des OLG Düsseldorf werden Pumpspeicheranlagen derzeit nur in Ausnahmefällen beim Redispatch eingesetzt – unabhängig davon, ob der Einsatz aus netztechnischer und ökonomischer Sicht effizient wäre. Es bedarf daher zeitnah einer gesetzlichen Regelung, die die Kritik des OLG Düsseldorf aufgreift und insbesondere auskömmliche Vergütungsregelungen für den Einsatz von Pumpspeicheranlagen beim Redispatch schafft.

43. Zum Gesetzentwurf insgesamt

Ausbau der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Stromleitungen beschleunigen

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende kann nur erfolgreich verlaufen, wenn die geplanten Stromleitungsausbauten in Deutschland schnellstmöglich realisiert werden. Eine besondere Bedeutung für den Stromtransport vom Norden in den Süden kommt dabei den geplanten Gleichstromübertragungssystemen

zu, die in Bundeszuständigkeit genehmigt werden sollen. Diese Leitungen sollen die größten Übertragungsleistungen von Nord nach Süd bewältigen. Dazu gehören auch die im Korridor C geplanten SuedLink-Leitungen, die Schleswig-Holstein mit Bayern und Baden-Württemberg verbinden sollen.

Der Bundesrat fordert die Bundesregierung auf, eine beschleunigte Realisierung dieser Leitungsprojekte durch einen Projektsteuerungsprozess unter Leitung des Bundeswirtschaftsministeriums in Kooperation mit den von der Trasse betroffenen Ländern und den Übertragungsnetzbetreibern sicherzustellen. Ziel dieses Prozesses muss es sein, eine Inbetriebnahme dieser Systeme spätestens bis zum Ende des Jahres 2022 zu erreichen.

Begründung:

Die von Vorhabenträgern jüngst angekündigte Verschiebung des SuedLink Projektes auf den angeblich frühestmöglichen Inbetriebnahmezeitpunkt im vierten Quartal 2025 ist nicht akzeptabel und kann nur als ein Alarmsignal verstanden werden. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte und von der Bundesnetzagentur bestätigte Netzausbauplanung, die auch die Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz bildet, weist den ländergrenzüberschreitenden großen Gleichstromkorridoren den mit Abstand größten Anteil an Übertragungsleistung zu. Die bundesrechtliche Zuständigkeitszuweisung und die Einrichtung einer neuen Abteilung in der Bundesnetzagentur für die Genehmigung dieser Projekte ist seinerzeit insbesondere damit begründet worden, dass damit eine beschleunigte Genehmigung erreicht werden könne. Dieses proklamierte Ziel droht nun massiv verfehlt zu werden.

Während in den Ländern, wie z. B. in Schleswig-Holstein und Niedersachsen erfolgreich hochrangige Steuerungsprozesse zur Beschleunigung der Genehmigungs- und Realisierungsprozesse geschaffen wurden, fehlt es an vergleichbaren hochrangigen politischen Steuerungsverfahren bei den Verfahren, die in Bundeszuständigkeit genehmigt werden sollen.

Den Verzögerungsankündigungen der Übertragungsnetzbetreiber muss schnellstmöglich durch eine koordinierte politische Projektsteuerung unter Führung des Bundes und unter Einbeziehung der betroffenen Länder begegnet werden. Durch eine abgestimmte Nutzung aller Handlungsoptionen erscheint dann eine Inbetriebnahme der SuedLink Leitung noch bis zum Jahr 2022 erreichbar.

44. Zum Gesetzentwurf insgesamt

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren im Gesetz an geeigneter Stelle eine Ermächtigung zum Erlass einer oder mehrerer Rechtsverordnungen mit Zustimmung des Bundesrates für das BMWi vorzusehen, mit der oder denen regulatorische Experimentierklauseln geschaffen werden können, um neue Problemlösungen insbesondere bei der Sektorenkopplung zu erproben.

Begründung:

Mit dem „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) werden Modellprojekte zur Vorbereitung auf die zukünftige Energiewelt vorbereitet, mit ihren wachsenden Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie.

In der Förderbekanntmachung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) vom 19. Januar 2015 findet sich der Hinweis:

„Innerhalb des Schaufensters können ggf. auch neue regulatorische Ansätze erprobt werden“ (Ziffer 2.2, Seite 5).

Von den Partnern verlangt die Ausschreibung darüber hinaus explizit die Bereitschaft, innerhalb der Modellregion im Rahmen der gesetzlichen Regelungen neue Rahmenbedingungen zu schaffen und z. B. auf Basis von Experimentierklauseln bzw. durch Verwaltungshandeln zu erproben (Ziffer 8.1.1., Seite 11). Dementsprechend basieren im Vertrauen auf Experimentierklauseln viele Teilprojekte der SINTEG-Projekte auf Rahmenbedingungen, die das geltende Recht nicht ermöglicht.

Um den intendierten Erkenntnisgewinn der SINTEG-Projekte nicht zu gefährden und die geplanten Investitionen tatsächlich auch auszulösen, sind also kurzfristige gesetzliche Anpassungen nötig. Es bietet sich an, eine allgemeine Verordnungsermächtigung für Demonstrationsvorhaben zu schaffen. In den Verordnungen sollen insbesondere die im Einzelnen zu benennenden Anpassungstatbestände in Bezug auf Netzentgelte, EEG-Umlage und gegebenenfalls Stromsteuer sowie sonstige staatlich induzierte oder regulierte Strompreisbestandteile geregelt werden. Das laufende Gesetzgebungsverfahren bietet die Chance, rechtzeitig vor dem Start der SINTEG-Projekte die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen.

Das Erfordernis der Zustimmung des Bundesrates sollte enthalten sein, da die Regelungen entwicklungsoffen ausgestaltet sind und gegebenenfalls auch zustimmungsbedürfige Bereiche betroffen sein können.

Satz: Satzweiss.com Print, Web, Software GmbH, Mainzer Straße 116, 66121 Saarbrücken, www.satzweiss.com
Druck: Printsystem GmbH, Schafwäsche 1-3, 71296 Heimsheim, www.printsystem.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0722-8333